



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

L'atomo fuggente:
analisi di un possibile ritorno al nucleare in Italia

di Luciano Lavecchia e Alessandra Pasquini

Giugno 2025

Numero

947



BANCA D'ITALIA
EUROSISTEMA

Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

L'atomo fuggente:
analisi di un possibile ritorno al nucleare in Italia

di Luciano Lavecchia e Alessandra Pasquini

Numero 947 – Giugno 2025

La serie Questioni di economia e finanza ha la finalità di presentare studi e documentazione su aspetti rilevanti per i compiti istituzionali della Banca d'Italia e dell'Eurosistema. Le Questioni di economia e finanza si affiancano ai Temi di discussione volti a fornire contributi originali per la ricerca economica.

La serie comprende lavori realizzati all'interno della Banca, talvolta in collaborazione con l'Eurosistema o con altre Istituzioni. I lavori pubblicati riflettono esclusivamente le opinioni degli autori, senza impegnare la responsabilità delle Istituzioni di appartenenza.

La serie è disponibile online sul sito www.bancaditalia.it.

L'ATOMO FUGGENTE: ANALISI DI UN POSSIBILE RITORNO AL NUCLEARE IN ITALIA

di Luciano Lavecchia* e Alessandra Pasquini*

Sommario

Il dibattito su una possibile reintroduzione del nucleare nel mix energetico nazionale si è recentemente riaperto. Questo lavoro riprende lo studio di Faiella e Lavecchia (2012) per valutare le conseguenze che potrebbe avere in termini di riduzione del prezzo dell'elettricità, della dipendenza energetica e delle emissioni di gas serra, offrendo ulteriori elementi di valutazione e riflessione anche alla luce dei cambiamenti degli ultimi anni. Dall'analisi emerge che, dati la struttura del mercato e della bolletta elettrica, una reintroduzione del nucleare non avrebbe significativi impatti sul livello dei prezzi. Piuttosto, potrebbe ridurre la volatilità, contribuendo a stabilizzare la spesa per l'elettricità per i sottoscrittori di contratti a lungo termine. Sul fronte della dipendenza energetica, la riduzione delle importazioni di idrocarburi sarebbe compensata da una maggiore importazione della tecnologia e del combustibile per la produzione nucleare, in questo momento concentrati in paesi geo-politicamente poco affini all'Italia. Il contributo di una reintroduzione del nucleare alla riduzione delle emissioni di gas serra è invece potenzialmente consistente. Un altro elemento importante che emerge dall'analisi sono le incertezze legate alle tecnologie scelte, gran parte delle quali non sono ancora disponibili per la commercializzazione. Tali incertezze rendono opportuno un approccio cauto, che predisponga e promuova anche strategie alternative.

Classificazione JEL: Q42, Q53, Q54.

Parole chiave: nucleare, Italia, SMR, decarbonizzazione.

DOI: 10.32057/0.QEF.2025.947

* Banca d'Italia.

1. Introduzione¹

Questo lavoro, riprendendo il contributo di Faiella e Lavecchia (2012), ha l'obiettivo di valutare le conseguenze di una reintroduzione dell'energia nucleare nel mix energetico nazionale sulla riduzione del prezzo dell'elettricità, la dipendenza energetica e sulle emissioni di gas serra. Fornisce inoltre nuovi elementi di valutazione e riflessione, anche alla luce dei più recenti sviluppi delle tecnologie e del mercato energetico.

Alla fine del 2023, nel mondo vi erano 410 reattori nucleari operativi in 30 paesi. Il nucleare era la seconda fonte globale di elettricità a basse emissioni di gas serra dopo l'idroelettrico (la prima in Europa) e contribuiva al 9 per cento del totale di elettricità prodotta e al 4,2 per cento di quella installata (in riduzione rispettivamente del 18 e 62 per cento rispetto ai valori degli anni novanta; *US Energy Information Administration - EIA*, 2025). Per confronto, il complesso delle fonti energetiche rinnovabili contribuiva per il 30,9 per cento dell'elettricità prodotta a fronte del 42,2 per cento della potenza installata, percentuali che si riducevano a, rispettivamente, 16,3 e 28,8 per cento considerando solo le rinnovabili moderne (escludendo cioè l'idroelettrico).

I reattori operativi sono concentrati principalmente negli Stati Uniti o nell'Unione Europea. La Francia detiene il primato mondiale in termini di quota di elettricità domestica prodotta² dalla fissione nucleare, pari nel 2023 al 65 per cento, seguita dalla Slovacchia (60 per cento) e dall'Ucraina (50 per cento). L'incidenza scende a poco meno del 20 per cento per la Russia e per gli Stati Uniti, e meno del 10 per cento per la Cina. L'età media dei reattori nordamericani ed europei è significativamente più alta rispetto a quella dei reattori delle economie emergenti, dove sono concentrate le unità in costruzione (prevalentemente basate su tecnologia cinese o russa; cfr. Tav.1). Negli ultimi decenni, infatti, si è osservata una forte riduzione degli investimenti in queste tecnologie che, sebbene generalizzata, è stata più consistente in Europa e America. Ne risulta che gran parte dei reattori attivi in Europa oggi sia il risultato di ingenti investimenti avvenuti in risposta agli shock petroliferi negli anni settanta e ottanta, in particolare in Francia, con il c.d. "*Plan Messmer*"³.

La forte riduzione degli investimenti in queste tecnologie negli ultimi decenni (in particolare in Europa e America) è il risultato di diversi fattori politici ed economico-finanziari. Dal punto di vista politico, gli incidenti di Three Mile Island (1979), Chernobyl (1986) e Fukushima (2011) hanno comportato un cambiamento nelle valutazioni sulla sicurezza da parte dell'opinione pubblica, che ha portato in alcuni casi all'abbandono di questa tecnologia (in Italia a seguito del referendum del 1987 e in Germania tra il 2011 e il 2023), e all'inasprimento dei requisiti di sicurezza richiesti per la costruzione di nuove centrali, per l'adeguamento di quelle esistenti e per la gestione dei rifiuti, anche a medio e lungo termine. Questo, a sua volta, ha comportato un aumento dei costi e dei tempi di costruzione e progettazione dei nuovi impianti (Lovering et al., 2016; Haas et al. 2019). Questi fattori hanno una

¹ Ringraziamo Federico Barbiellini Amidei, Enrico Bernardini, Raffaello Bronzini, Carlo Stagnaro, Stefano Clò, Ivan Faiella, Maura Francese, Francesca Lotti, Roberto Torrini e Patrizio Pagano per gli utili commenti e suggerimenti. Le opinioni espresse e gli eventuali errori sono esclusiva responsabilità degli autori e non riflettono necessariamente quelle dell'istituzione di appartenenza.

² Oltre a produrre energia elettrica il nucleare viene spesso usato per la produzione di energia termica per usi civili e industriali: oltre 70 reattori sono attualmente usati per produrre entrambe le forme di energia (cogenerazione).

³ Il 6 marzo 1974 Pierre Messmer, Primo Ministro francese, annunciò un progetto per ridurre la dipendenza della Francia dal petrolio (usato ai tempi per la produzione di elettricità). L'ambizioso piano prevedeva la costruzione di circa 80 reattori entro il 1985, 170 entro il 2000. In realtà ne furono costruiti 58 nell'arco di 30 anni, basati su un design originale della Westinghouse, modificato dalla società francese Framatome, con taglie di potenza crescenti nel tempo: 900 MW (34 reattori, modelli CP0, CP1 e CP2); 1.300 MW (20 reattori, modelli P4 e P'4); 1.450 MW (4 reattori N4). Attualmente la Francia sta sviluppando una nuova generazione di reattori, gli EPR/EPR2, da 1.650 MW con 4 impianti già realizzati (due in Cina, uno in Finlandia e uno in Francia), altri due in costruzione in UK (Hinkley Point C) e due in progettazione (Sizewall C, UK).

particolare rilevanza nell'ambito del nucleare che è caratterizzato da un'elevata incidenza dei costi fissi di costruzione, mentre i costi variabili (il carburante in particolare) hanno un peso limitato. Necessità quindi dell'investimento di un ammontare elevato di capitale il cui ritorno è incerto fino al termine della (tipicamente lunga) costruzione e la messa in avvio dell'impianto. L'incertezza politica crescente legata a tali tecnologie ha condizionato ulteriormente il costo del capitale, scoraggiando gli investimenti.

Inoltre, la liberalizzazione del mercato elettrico in Europa ha comportato un frazionamento dei monopolisti pubblici verticalmente integrati in una pluralità di operatori privati. Questo ha portato ad un modello di mercato che ha aumentato l'efficienza e la resilienza del sistema. I nuovi operatori privati però privilegiano tecnologie a minore intensità di capitale e con tempi di costruzione molto più rapidi. Ciò ha ulteriormente rallentato gli investimenti nell'ambito della tecnologia nucleare.

In controtendenza con il calo degli ultimi decenni, tuttavia, negli ultimi anni si è assistito a una ripresa degli investimenti, che hanno raggiunto nel 2023 oltre 65 miliardi di dollari (nel 2018 erano pari a 40 miliardi), contro 480 miliardi destinati al solo fotovoltaico. Degli investimenti in nucleare, 42 miliardi erano dedicati alla costruzione di nuovi reattori e il resto alla manutenzione ed estensione della vita utile degli impianti esistenti (IEA, 2024)⁴. Secondo la *International Energy Agency* - IEA (2025), nel 2025 è previsto un picco della produzione di energia elettronucleare, con il riavvio dei reattori giapponesi (fermati dopo l'incidente di Fukushima Daiichi), la fine dei lavori di manutenzione in diversi impianti francesi, nonché l'avvio di nuove centrali in Cina, India e Corea (62 centrali in costruzione che aggiungerebbero 64,4 GW di potenza al totale di 377 GW di capacità elettronucleare installata nel mondo). In Europa vi sono tre impianti in costruzione⁵, e altri due in progettazione⁶, che hanno subito numerosi ritardi e aumenti dei costi (fig. 1). A questi si aggiungono due unità recentemente connesse alla rete (Olkiluoto in Finlandia e Flamanville in Francia)⁷.

⁴ Molti impianti negli Stati Uniti e Francia sono stati giudicati sufficientemente sicuri da ottenere un'autorizzazione per estendere il periodo di attività dai previsti 30/40 anni ad altri 20 anni, previa effettuazione di lavori di manutenzione straordinari. Complessivamente, 64 reattori in 13 paesi, per un totale di 65 GW di potenza, il 15 per cento del totale, hanno ottenuto, a livello globale, un'estensione della vita operativa (IEA, 2025).

⁵ Uno dei quali nella Repubblica Slovacca (Mochovce) e due nel Regno Unito (Hinkley Point C-1 e C-2). La quarta unità della centrale di Mochovce, con una potenza di 440 MWe, è basata sul design sovietico VVER V-213, progettato a cavallo tra gli anni '70 e '80. La costruzione dell'impianto, iniziata nel 1987, fu sospesa tra il 1992 e il 2009 ed è [attualmente in corso](#).

⁶ Sizewell C, nel Regno Unito. Il progetto prevede due reattori EPR da 1,7 GWe (Sizewell C-1 e C-2) per un costo stimato di 40 miliardi di sterline, inferiore a Hinkley Point C-1 e C-2 poiché si dovrebbe beneficiare delle economie di apprendimento dei precedenti cantieri. Le centrali dovrebbero essere costruite dalla società francese EDF ma vi è una discussione in corso con il Governo sulla ripartizione dei costi.

⁷ Olkiluoto, Flamanville e Hinkley Point sono tutti progetti di EDF e basati sul design proprietario di GEN III+, *European pressurized reactor* (EPR), da 1,6 GWe di potenza. Tutti questi progetti hanno sofferto di grandi ritardi e aumenti dei costi. In particolare, la costruzione della terza unità di Olkiluoto, il primo reattore costruito in Europa dopo 15 anni di inattività, è cominciata il 12 maggio 2005 e si è conclusa con la connessione alla rete il 12 marzo 2022, con un ritardo di quasi 13 anni rispetto alla consegna prevista (dicembre 2009) e un aumento dei costi da 3 a 11 miliardi circa. Similmente, la terza unità di Flamanville (il primo cantiere nucleare in Francia dopo 25 anni), anch'essa un progetto EDF con design EPR, ha visto l'avvio dei lavori il 3 dicembre 2007 e l'effettiva conclusione, con la connessione alla rete, il 21 dicembre 2024, con un ritardo di 12 anni e costi quasi quadruplicati (da 3,3 a 13,2 miliardi di euro). Hinkley Point C-1 e C-2 è il progetto di una *joint venture* tra EDF e China General Nuclear Power Group (CGN) che, dopo aver costruito due reattori EPR in Cina (Taishan 1 e 2), ha vinto il progetto per la costruzione di due reattori EPR da 1,6 GWe nel Regno Unito presso il sito di Hinkley Point. La costruzione dell'unità C-1 è iniziata l'11 dicembre 2018, quella dell'unità C-2 il 12 dicembre 2019. La consegna era prevista dopo 115 mesi (inizio 2026/2027), recentemente rivista al 2029/2030; nel frattempo il costo stimato è quasi triplicato (da 18 miliardi di sterline nel 2015 a circa 47 nel 2024). Il progetto prevede l'uso di uno schema di contratto per differenza (CFD) tra EDF-CGN e il Governo britannico (con uno *strike price* di 92,5 £ per MWh per 35 anni indicizzato all'inflazione, quindi nel 2024 il prezzo garantito è salito a 123,9 £/MWh pari a 146 €/MWh).

Tempi e costi dei recenti cantieri nucleari

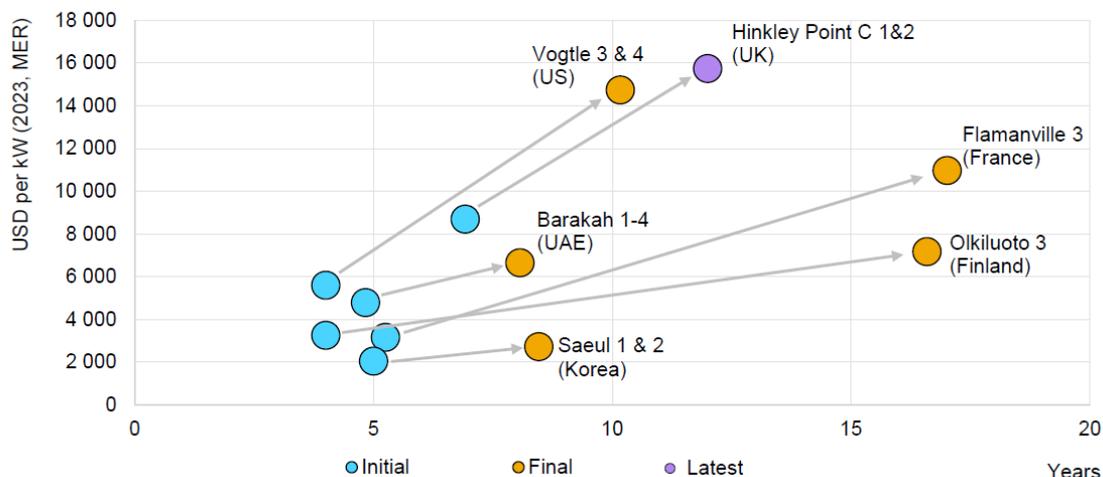


Fig. 1: Costo del capitale e tempi di costruzione previsti ed effettivi per una serie di centrali nucleari di recente costruzione. Fonte: IEA (2025).

A livello globale la IEA prevede un ulteriore aumento degli investimenti negli anni futuri. Secondo lo scenario di base⁸ presentato nel World Energy Outlook 2024 questi dovrebbero aumentare da 65 a 70 miliardi di dollari all'anno tra il 2023 e il 2030. L'80 per cento andrebbe a finanziare reattori di grandi dimensioni, il 10 per cento le nuove tecnologie modulari (gli *Small Modular Reactors* - SMR; cfr. il riquadro "Le tecnologie scelte: SMR e AMR"), e il restante per l'estensione della vita utile degli impianti esistenti. Invece in base allo scenario "Net Zero Emissions by 2050", in cui si raggiungerebbe l'obiettivo di azzerare le emissioni al 2050, gli investimenti in nucleare più che raddoppierebbero, raggiungendo i 155 miliardi di dollari nel 2030 (IEA, 2025). Affinché tale scenario si realizzi, tuttavia,

In un contratto per differenza il costruttore percepisce la differenza tra lo *strike price* e il prezzo all'ingrosso dell'elettricità quando essa è positiva. Viceversa, qualora il prezzo all'ingrosso sia superiore allo *strike price*, versa la differenza all'Erario ([link](#)). Inoltre, nel febbraio del 2022 il Governo francese ha annunciato un piano, ancora da avviare, per la costruzione di numerosi reattori nucleari sulla base di una versione rivista dell'*Evolutionary Power Reactor (EPR)*, già *European Pressurised Reactor* (c.d. EPR2). Il progetto prevede la costruzione di 6 reattori EPR-2 (1,6 GWe di potenza installata) in 3 centrali esistenti (cfr. azione NUC.3, Governo francese, 2024). Il costo di realizzazione stimato è di 52 miliardi di euro (8,7 miliardi a reattore) che si traduce in un costo di generazione compreso tra 40 e 100 euro a MWh in base al costo del capitale assunto (da 1 a 7%. Cfr. fiche). Il progetto prevede inoltre la valutazione di altri 8 reattori (azione NUC.4) per un totale complessivo di 13 GW di potenza. Più di recente le stime di costo sulla prima tranche sono state riviste al rialzo (da 52 a 67 miliardi di euro, cfr. SFEN) e vi sono state critiche da parte della Corte dei Conti francese sui ritardi e sulla ridotta redditività degli ultimi impianti costruiti o in costruzione da EDF, nonché raccomandazioni a procedere con la decisione finale d'investimento nel nuovo programma EPR2 solo una volta chiarito il finanziamento dello stesso e dopo aver completato la progettazione di dettaglio degli impianti; inoltre, la Corte dei conti francese raccomanda che i progetti internazionali siano generatori di proventi per il programma EPR2 e non ne ritardino la realizzazione (Cour des comptes, 2025).

⁸ In tale scenario (lo "Stated Policies Scenario") la IEA assume che le politiche e le azioni intraprese dal settore privato non si modifichino. In un altro scenario più ottimistico ("Net Zero Emissions by 2050") assume che il settore energetico raggiungerà l'obiettivo di azzerare le proprie emissioni entro il 2050.

la IEA e la *Nuclear Energy Agency* (NEA) dell'OCSE elencano una serie di condizioni che dovrebbero verificarsi⁹.

In questo contesto di ripresa degli investimenti nelle tecnologie nucleari, il Governo italiano ha mostrato di voler riaprire il dibattito riguardante un'eventuale reintroduzione di questa fonte energetica in Italia, in particolare guardando ai nuovi reattori a fissione di piccole dimensioni e alla fusione nucleare. In questo lavoro, dopo aver approfondito il contesto storico italiano all'interno del quale si collocherebbe una tale reintroduzione (sezione 2), nonché la proposta di recente avanzata dal Governo (sezione 3), si analizzano i potenziali vantaggi e la fattibilità di un ritorno alla produzione di energia elettronucleare nel nostro Paese (sezione 4). Infine, senza alcuna pretesa di esaustività, il presente lavoro si sofferma su alcune delle criticità che potrebbero emergere (sezione 5). Già tredici anni fa Faiella e Lavecchia (2012) segnalavano che un ritorno al nucleare presentava vantaggi sul fronte della riduzione della volatilità dei prezzi, più che sul loro livello, un esito incerto sul fronte della sicurezza energetica e indubbi vantaggi in termini di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (GHG; al prezzo però di altri impatti ambientali). La situazione che emerge dall'analisi aggiornata non si discosta molto dai precedenti risultati, salvo un rafforzamento sul fronte della dipendenza energetica, oggi cruciale dopo il triennio 2021-2023, il mutamento dello scenario geo-politico, divenuto più instabile, e la drastica e necessaria riduzione della dipendenza dell'Europa dal petrolio e dal gas naturale russi. Un'altra differenza rilevante rispetto al passato è l'orientamento del Governo verso le nuove tecnologie che, se riusciranno a raggiungere un grado di maturità adeguato, potrebbero permettere di superare alcuni degli ostacoli che caratterizzano gli impianti tradizionali.

2. Breve storia del nucleare in Italia

Negli anni cinquanta del novecento il nucleare cominciò ad affermarsi a livello internazionale come la tecnologia che avrebbe rivoluzionato il mondo della generazione elettrica. In ambito europeo nacque in quegli anni il Programma *European Atomic Energy Community* (Euratom) *Research and Training*, istituito con il Trattato Euratom siglato a Roma il 25 marzo 1957. Lo scopo di tale programma, ancora oggi alla base di gran parte delle iniziative sull'energia nucleare condotte a livello comunitario, era ed è la promozione della ricerca e la collaborazione tra i paesi europei nel campo delle scienze e delle tecnologie nucleari, anche con lo scopo di stabilire norme di sicurezza uniformi per la produzione e la gestione delle scorie radioattive¹⁰.

L'Italia, che nel dopoguerra si trovava con un settore elettrico provato dal conflitto e che frenava la ripresa economica, fu uno dei primi paesi a interessarsi attivamente all'uso dell'energia nucleare a scopi pacifici. In quel periodo aleggiava sul settore elettrico la "minaccia" della nazionalizzazione e la nuova tecnologia veniva vista, dalle imprese pubbliche e private (o almeno dall'ENI secondo Lavista, 2017), come il mezzo per affermarsi nel settore ed emergere e come la soluzione del problema energetico italiano (Bini e Londero, 2017). Questo contesto, insieme alla mancanza di un piano

⁹ Tali condizioni sono: la riduzione dei tempi e dei costi di costruzione (soprattutto in Europa e Nord America); l'aumento della remunerazione del capitale investito in questi progetti rispetto a quanto previsto dall'attuale design del mercato elettrico; l'aumento degli incentivi e una migliore comunicazione per creare consenso nell'opinione pubblica sulle centrali e sullo stoccaggio di rifiuti radioattivi; la definizione di una regolamentazione efficace per garantire la sicurezza degli impianti, inclusa la creazione di un'autorità di controllo indipendente (sia per ragioni di sicurezza che per rassicurare l'opinione pubblica); la disponibilità di cospicuo capitale a tassi di interesse che attirino i potenziali investitori (le centrali nucleari tradizionali richiedono tempi e costi di costruzione particolarmente elevati); la creazione di una catena di produzione efficiente per il ciclo del combustibile e la costruzione degli impianti; l'esistenza di una forza lavoro con formazione adeguata.

¹⁰ Per un elenco dettagliato delle iniziative intraprese oggi nell'ambito Euratom o alle quali il programma contribuisce si veda Garbil (2020).

centralizzato, fece sì che, in una prima fase, il nucleare si sviluppasse in maniera disordinata, senza sinergie né economie di scala e in una situazione politica caratterizzata da una grande incertezza e dall'assenza di norme adeguate (Bini, 2017; Lavista, 2017). Enti e imprese pubbliche e private erano in competizione tra loro e usavano i mezzi a loro disposizione per rallentare le concorrenti¹¹. Il risultato fu la costruzione di tre impianti diversi, basati su tre tecnologie diverse, due statunitensi e una inglese, entrati in funzione tra il 1964 e il 1965, espressione delle tre realtà in competizione¹². Nonostante la scarsa pianificazione iniziale, in quegli anni l'Italia risultò il terzo produttore di energia nucleare del mondo in termini assoluti (dietro a Regno Unito e Stati Uniti) e il secondo (dopo il Regno Unito) in termini di quota di elettricità prodotta, pari a circa il 4 per cento¹³.

Nel 1962, con la nazionalizzazione dell'ENEL, il programma nucleare italiano subì un forte rallentamento, in quanto l'azienda trovava più conveniente utilizzare le centrali termoelettriche a olio combustibile piuttosto che costruire nuove centrali nucleari. Infatti, con il Piano Marshall era significativamente incrementata la capacità di raffinazione italiana, fino a superare il fabbisogno interno e trasformando l'Italia nella "raffineria d'Europa" (Lombardo, 2000). Le raffinerie costruite si basavano su una tecnologia semplice che produceva una gran quantità di petrolio di scarto di bassa qualità (Zorzoli, 2017), che veniva poi reso disponibile all'ENEL a costi particolarmente convenienti. Inoltre, in quegli anni la scoperta di nuovi giacimenti nel Nord Africa aveva contribuito a un crollo nel prezzo del petrolio (Bini, 2017).

La situazione cambiò con la crisi petrolifera del 1973. Per far fronte all'aumento del costo del petrolio e ridurre la dipendenza energetica nazionale, nel 1975 Carlo Donat-Cattin, allora Ministro dell'Industria, decise di inserire il nucleare nel primo Piano Energetico Nazionale (PEN). Il piano, in origine proposto dall'ENEL, era ambizioso: costruire fino a 20 centrali nucleari per un totale di 13-19 GW elettrici (GWe) di potenza installata nel corso di 8-10 anni (il piano preliminare non riportava dettagli sulla localizzazione, le tecnologie, né gli operatori coinvolti; Baracca, 2017). I fondi stanziati, tuttavia, erano insufficienti: nel 1973 il fondo di dotazione dell'ENEL per fronteggiare la crisi petrolifera era di 250 miliardi di lire per 5 anni¹⁴. Il mondo politico era diviso sulla tecnologia da utilizzare: l'ENEL prese accordi con tutte le principali compagnie straniere (Di Nucci, 2006). Il clima pubblico era diventato sfavorevole: negli anni precedenti (a partire dal 1971-72 e con una crescita radicale nel 1973; Spaziante, 1980) erano cominciati episodi di opposizione locale nei confronti delle centrali elettriche in costruzione (anche non nucleari). Nel 1977 la maggior parte degli impianti che avrebbero dovuto essere già in funzione, avevano subito ritardi o la costruzione era stata ostacolata dalle

¹¹ Ad esempio, a cavallo tra il 1956 e il 1957 Felice Ippolito (Segretario Generale del Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare, CNEN) fece pressione su Cortese (in quegli anni Ministro dell'Industria e del Commercio) affinché rifiutasse una richiesta da parte della Edison per una garanzia di cambio su un prestito della Export-Import Bank per finanziare la costruzione di un impianto (Bini, 2017).

¹² La centrale di Garigliano/Sessa Aurunca (progetto Energia nucleare Sud Italia, Ensi) venne finanziata dalla World Bank (unico caso ad oggi di finanziamento di una centrale nucleare da parte di questa Istituzione– World Bank, 2016) e fu il frutto di un accordo tra la Società Elettrica Nazionale (SENN) e la *General Electric* (Statunitense) che forniva la tecnologia BWR, con il coinvolgimento dell'IRI e per conto del Comitato nazionale per l'energia nucleare (CNEN). La costruzione della centrale di Latina venne portata avanti dalla Società Italiana Meridionale per l'Energia Atomica (SIMEA), controllata da ENI (partecipata anche da Agip-Nucleare e IRI), con tecnologia inglese (un *gas-cooled reactor* a grafite) della Nuclear Power Plant. La centrale di Trino Vercellese venne costruita dalla SELNI (controllata dalla Edison) e si basava sulla tecnologia PWR della Westinghouse (Curli, 2000).

¹³ Fonte: World Bank, Electricity production from nuclear sources (% of total).

¹⁴ A titolo di esempio, secondo una dichiarazione di Arnaldo Maria Angelini (presidente dell'ENEL tra il 1973 e il 1979) gli investimenti necessari per la costruzione di una centrale nucleare da 1 GWe di potenza erano superiori di 300 miliardi di lire dell'epoca a quelli per la costruzione di centrali termoelettriche di pari potenza (Padovan, 2024).

amministrazioni locali. Questo anche per l'impostazione dell'iter autorizzativo che rendeva difficoltoso per l'ENEL accordarsi con gli altri enti sul territorio¹⁵. Queste difficoltà non furono rimosse dall'approvazione, nel 1975, della legge che avrebbe dovuto definire meglio e regolare i rapporti e i tempi dei processi autorizzativi (Spaziante, 1980).

A causa delle numerose proteste da parte dell'opinione pubblica, l'accordo tra i governi locali e l'ENEL per la costruzione della centrale di Montalto di Castro venne raggiunto soltanto nel 1978, dopo due anni di una contrattazione che vedeva il coinvolgimento del Governo nazionale¹⁶; il Molise si opponeva alla costruzione della centrale nucleare prevista dal PEN; il Piemonte e la Lombardia non riuscivano a trovare un accordo con i comuni per la localizzazione delle centrali previste; per altre due centrali programmate nel PEN non erano ancora stati stabiliti i luoghi di costruzione (Spaziante, 1980). Nel 1979 l'incidente di Three Mile Island diede un ulteriore impulso ai movimenti antinucleare (Baracca, 2017) e richiese la riconsiderazione dei criteri di sicurezza delle centrali con conseguente allungamento dei tempi e aumento dei costi di costruzione (Haas et al., 2019).

Con la seconda crisi petrolifera del 1979 venne preparato un nuovo PEN, pubblicato nel 1981 (PEN, 1981). Rispetto al precedente, il nuovo piano riduceva il numero di centrali previste e definiva più precisamente la localizzazione. In particolare, prevedeva la costruzione di due unità nucleari a Montalto di Castro e altre sei centrali tra Piemonte, Lombardia e Puglia, queste ultime basate sulla tecnologia ad acqua pressurizzata (*pressurized water reactor* - PWR) della Westinghouse, per arrivare a complessivi 12 GW di potenza installata¹⁷ (Di Nucci, 2006). Sei anni dopo, la costruzione delle centrali piemontesi non era ancora cominciata e per le centrali lombarde e pugliesi non era ancora stata stabilita la localizzazione precisa (in base ai dati del *Power reactor information system* - PRIS dell'*International Atomic Energy Agency* - IAEA).

Il 26 aprile 1986 avvenne l'incidente di Chernobyl, seguito l'8 novembre 1987 da un referendum sull'uso del nucleare nel nostro Paese. La vittoria schiacciante del fronte contrario al nucleare implicò la fine del programma nucleare italiano e la chiusura nei successivi tre anni di tutte le centrali operative (la centrale di Garigliano/Sessa Aurunca aveva cessato di operare già nel 1982¹⁸), oltre che una moratoria di cinque anni per la costruzione di nuovi impianti (Moncada, Lo Giudice e Asdrubali, 2010). A livello internazionale l'incidente di Chernobyl comportò una riduzione generalizzata del ricorso al nucleare (Makarín et al., mimeo) e degli investimenti nella ricerca e sviluppo (Orsatti, 2024). La decisione di interrompere la produzione però venne presa solo in Italia benché i referendum non imponessero nessun blocco dell'attività produttiva dell'energia elettronucleare, ma riguardassero l'abrogazione di norme che consentivano una corsia preferenziale per la realizzazione di nuove centrali (Faiella e Lavecchia, 2012). In altri paesi si adottò una moratoria sulla costruzione di nuovi impianti (per esempio Spagna e Belgio) sfruttando appieno la vita utile di quelli esistenti. La decisione di bloccare la produzione di energia da fonte nucleare in Italia coincise con un momento di forte incremento della domanda di elettricità, e fu seguita da una rapida crescita delle importazioni

¹⁵ Se per i privati cittadini la principale preoccupazione erano i risvolti ambientali della costruzione delle centrali nel caso delle amministrazioni locali l'opposizione nasceva dalla rimozione dell'imposta erariale di consumo sull'energia elettrica di cui avevano fino a quel momento beneficiato (Spaziante, 2017).

¹⁶ Oltre all'opposizione locale la costruzione della centrale venne rallentata dalla mancanza di competenze: sia l'Ansaldo (alla quale l'ENEL aveva commissionato la centrale) sia l'ENEL non avevano esperienza nella costruzione di centrali di quella dimensione e nell'area vi erano dei resti archeologici (Zorzoli, 2017).

¹⁷ Oltre alle centrali previste dal PEN, nel 1979 era cominciata la costruzione del prototipo CIRENE, basato su tecnologia italiana e localizzato a Latina.

¹⁸ Il reattore della centrale fu fermato nel 1978 per un guasto e nel 1981 l'ENEL decise di non riavviare la produzione per l'elevato costo dell'intervento necessario alla riparazione e in considerazione della ridotta vita residua dell'impianto.

dall'estero (in particolare dalla Francia, che esportava energia elettronucleare) e da una successiva sostituzione del carbone e del petrolio con il gas metano. Data la struttura dei costi della produzione elettronucleare, caratterizzata da costi di impianto elevati rispetto a quelli operativi e del combustibile, tale abbandono è risultato estremamente oneroso per il paese. A fronte di ingenti oneri di costruzione prima e di dismissione dopo il referendum (basti pensare che tra il 2008¹⁹ e il 2023 i costi di dismissione pagati erano ancora pari a circa 4,3 miliardi e sono stati stimati pari ad altri 400 milioni per gli anni successivi), non sono stati tratti i benefici attesi dalla produzione di energia elettrica²⁰.

Nel 2008, è stato proposto un piano di rilancio dell'energia nucleare, con l'intenzione di raggiungere, nel lungo termine, un mix di produzione elettrica composto per il 50 per cento da fonti di origine fossile, per un quarto da energie rinnovabili e per il restante quarto da energia elettronucleare (pari a una capacità installata di circa 13 GWe con una produzione annua di circa 100 TWh). Dopo un intenso dibattito politico, il Governo Berlusconi ha varato il decreto-legge 31 marzo 2011 n. 34 che, all'articolo 5, conteneva disposizioni per la realizzazione di nuovi impianti nucleari. Tuttavia, lo tsunami dell'11 marzo 2011, con il conseguente incidente alla centrale giapponese di Fukushima Daiichi, ha acceso di nuovo il dibattito pubblico portando a un nuovo referendum (tenutosi il 12 e 13 giugno 2011). Il quesito riguardava l'“Abrogazione delle nuove norme che consentono la produzione nel territorio di energia elettrica nucleare”. La vittoria quasi plebiscitaria dei “sì” (con un'affluenza del 57 per cento) ha interrotto il nuovo programma di sviluppo del nucleare energetico italiano.

3. Il percorso individuato nei più recenti provvedimenti e documenti ufficiali

3.1. Il PNIEC 2024

Il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti dal *Green Deal Europeo* (si veda più avanti il paragrafo 4.3) richiede, tra le altre cose, una ricomposizione del mix energetico verso fonti a bassa intensità carbonica, oltre a una maggiore elettrificazione dei consumi energetici e all'incremento dell'efficienza energetica. Gli obiettivi comunitari prevedono che nel 2030 il 32 per cento del consumo finale complessivo di energia sia coperto da fonti rinnovabili. A tal fine, il Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC, 2024) prevede per l'Italia per il 2030 una copertura del 39,4 per cento da fonti rinnovabili, in crescita di 14 punti percentuali rispetto al 2025. Il maggior contributo alla crescita di queste fonti dovrebbe derivare dal settore termico e da quello elettrico che prevede un incremento della potenza installata da fonti rinnovabili al 2030 di quasi 70 GW, a fronte di uno stock di 61 GW installati alla fine del 2022.

Una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili (la cui produzione è per loro natura intermittente e non programmabile) richiede significativi investimenti nelle reti e nelle infrastrutture²¹,

¹⁹ Per il periodo precedente, un documento SOGIN riporta 2,1 miliardi per il periodo 2001-2013. (SOGIN, 2014).

²⁰ Fino al 1 gennaio 2023, i costi dello smantellamento delle centrali nucleari e delle relative misure di compensazione territoriale erano finanziati direttamente in bolletta, attraverso la componente tariffaria A2rim (già A2). Con la Legge di Bilancio 2023, in risposta a sollecitazioni dell'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato e della Commissione Europea, e in attuazione della *milestone 7* della Missione 1, Componente 2 (M1C2-7) del PNRR, tali costi sono stati fiscalizzati. La stima per gli anni 2008-2022 si basa sul gettito della componente A2/A2rim come stimati da Lo Schiavo (2023) e, per il 2023, e anni successivi, dalla Relazione Tecnica della Legge di Bilancio 2023.

²¹ Nel caso dell'Italia, il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna, ha stimato almeno 21 miliardi di investimenti necessari nella rete ad alta e altissima tensione fino al 2032 (Alpino et al., 2024).

oltre all'installazione di sistemi di accumulo. A complemento di questi investimenti il PNIEC 2024 prevede l'utilizzo di fonti di generazione elettrica *low-carbon* programmabili quali l'idroelettrico e il nucleare. Il ricorso all'energia nucleare non era previsto nella precedente versione del PNIEC del 2020.

Le modalità di reintroduzione di tale fonte energetica si basano sui risultati delle elaborazioni della Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile (PNNS) nata nel settembre 2023 per volontà del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), con lo scopo di valutare la fattibilità di un ritorno del nucleare in Italia²². Nel suo rapporto finale, la PNNS (2025) suggerisce un processo graduale che vede l'impiego delle nuove tecnologie modulari di piccole dimensioni ad ora in progettazione, introdotte secondo le tempistiche attualmente previste dai produttori (gli SMR a partire dal 2030, gli AMR di quarta generazione verso il 2040; cfr. il riquadro "Le tecnologie scelte: SMR e AMR"). Prevede inoltre l'installazione di microreattori (MMR) nelle aree industriali, al fine di sfruttare la cogenerazione di elettricità e calore di processo²³ ad elevate temperature nei settori *hard-to-abate*. L'investimento pubblico previsto per le sole attività di "predisposizione del tessuto nazionale", è pari a circa 2 miliardi di euro (ai quali dovrebbero affiancarsi risorse private non inferiori). Infine, è previsto l'uso della fusione nucleare a ridosso del 2050. Sulla base delle stime fornite dalla PNNS, per l'installazione di 8 GWe con le nuove tecnologie modulari di ridotte dimensioni sarebbero necessari almeno 40 miliardi di euro per i costi diretti di costruzione, oltre i costi finanziari.

Nello scenario ipotizzato dal PNIEC, la capacità installata tra il 2030 e il 2050 sarebbe pari a circa 8 GW (di cui 1,3 GW in modalità cogenerativa e 0,4 GW da fusione nucleare²⁴ nel 2050). I nuovi impianti sarebbero tra 22 e 42, e la loro produzione coprirebbe l'11 per cento (64,2 TWh) del fabbisogno elettrico stimato al 2050 (PNNS, 2025). In base alle stime della PNNS la capacità totale installabile al 2050 è pari a circa 16 GW, il PNIEC ipotizza ne sia installata circa la metà in uno scenario definito "conservativo". Secondo il PNIEC l'installazione di SMR, *Advanced Modular Reactor* (AMR) o microreattori di quarta generazione sarebbe "economicamente ed energeticamente conveniente" e consentirebbe sia di soddisfare un maggior fabbisogno di energia (rispetto a uno scenario senza nucleare), sia di ridurre la produzione di energia da combustibili fossili (prevalentemente gas naturale con tecnologia *Carbon Capture and Storage*; CCS).

3.2. Il disegno di legge-delega sul nucleare

Il 28 febbraio 2025 il Governo ha discusso in via preliminare un disegno di legge delega volto a riavviare l'uso della fissione nucleare, in particolare le nuove tecnologie modulari o avanzate, oppure della fusione, per usi civili. Il provvedimento, che al momento in cui si scrive non è ancora stato finalizzato e presentato al Parlamento, prevede una delega al Governo (che dovrà essere esercitata entro 12 mesi dall'entrata in vigore della legge) per adottare uno o più decreti legislativi che disciplinino la

²² Il compito della PNNS è, fra l'altro, quello di analizzare le diverse nuove tecnologie nucleari disponibili, le uniche prese in considerazione negli scenari proposti dal Piano (che esclude i grandi impianti di terza generazione, basati cioè sulle tecnologie definite negli anni '90).

²³ La produzione di calore di processo rappresenta circa i due terzi del fabbisogno energetico totale del settore industriale, di cui poco meno della metà per il calore ad alta temperatura (superiore a 400 °C; PNNS 2025).

²⁴ La fissione nucleare è un processo che prevede la generazione di calore attraverso il bombardamento di atomi pesanti, quali l'uranio (o il torio), con conseguente rottura (fissione) e rilascio di calore che può essere utilizzato direttamente oppure per produrre energia elettrica. La fusione nucleare invece "è la reazione nucleare che avviene nel sole e nelle altre stelle, con produzione di una enorme quantità di energia: due nuclei di elementi leggeri, quali deuterio e trizio, a temperature e pressioni elevate, fondono formando nuclei di elementi più pesanti come l'elio con emissione di grandi quantità di energia." (MASE, [Fissione e fusione nucleare](#), sito visionato il 13 marzo 2025).

produzione di energia elettronucleare in Italia, compresa la fusione e la produzione di idrogeno da nucleare. La delega dovrebbe prevedere:

1. l'approvazione del programma nazionale per il nucleare sostenibile e della disciplina delle competenze a esso associato, nonché di eventuali modalità di sostegno per la realizzazione degli impianti e per la produzione di elettricità;
2. la previsione di strumenti informativi e formativi sul nucleare per la popolazione;
3. l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni europee e internazionali e il coordinamento con le altre norme sul mercato elettrico;
4. la disciplina per la localizzazione, la realizzazione, la sperimentazione, lo smantellamento delle centrali nucleari e degli impianti per processare il combustibile nucleare e per lo stoccaggio del combustibile esaurito;
5. la ricerca e lo sviluppo sulla fissione e sulla fusione nucleare, anche attraverso incentivi;
6. misure di promozione nei territori interessati;
7. modalità di formazione delle figure professionali per lo sviluppo delle competenze necessarie al settore industriale nucleare;
8. la disciplina sulla sicurezza, vigilanza e controllo, con l'ipotesi della creazione di un'autorità indipendente per il nucleare;
9. la disciplina di un sistema di garanzie per la gestione e la dismissione degli impianti.

Sulla base delle linee guida delineate nel disegno di legge, la sperimentazione, la costruzione e l'esercizio dei nuovi impianti dovrebbero essere soggetti a provvedimenti di competenza del MASE. Inoltre, per cercare di facilitarne la realizzazione, gli impianti e le opere annesse dovrebbero essere considerati di "pubblica utilità, indifferibili e urgenti" e il titolo abilitativo dovrebbe poter comprendere "la dichiarazione di inamovibilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio".

Occorre segnalare che sulla scelta del nucleare non vi è unanimità all'interno della maggioranza di Governo, con posizioni differenziate anche all'interno dei partiti sul ricorso alle diverse opzioni e tecnologie. La scelta di concentrarsi sugli SMR e sulla ricerca, e non su tecnologie già esistenti, può quindi riflettere la volontà di avviare un dibattito anche con gli operatori di mercato su questi temi.

LE TECNOLOGIE SCELTE: SMR E AMR

Definizioni e vantaggi - La strada scelta dal Governo nel PNIEC 2024 per il nucleare nel medio-lungo termine si incentra sulle nuove tecnologie nucleari di piccole dimensioni: gli *Small Modular Reactors* (SMR), gli *Advanced Modular Reactors* (AMR) e i *Micro-Modular Reactors* (MMR). Sono reattori basati sulla fissione nucleare, con potenza generalmente inferiore ai 350 MW (inferiore ai 10 MW per gli MMR). Gli SMR si basano sui meccanismi dei *Light Water Reactor* (LWR) di III e III+ generazione. Gli AMR si basano su tecnologie di IV generazione con nuovi sistemi di raffreddamento, moderatori, combustibili e funzionalità. Sebbene gli AMR siano meno maturi, sembrerebbero più competitivi in termini di sfruttamento delle risorse, riduzione dei rifiuti nucleari e maggiore flessibilità (Dodaro e Tarantino, 2023). Oltre che per i livelli di potenza ridotti (che caratterizzavano anche le prime centrali costruite negli anni sessanta, incluse le prime tre centrali italiane), i nuovi reattori si distinguono perché sono progettati per essere costruiti in serie (generalmente in fabbrica) e poi trasportati in sito per l'assemblaggio finale. Occorre precisare che, al momento, solo pochi progetti sono attivi o arrivati alla fase di costruzione.

Le dimensioni ridotte delle nuove tecnologie comportano un minor utilizzo di combustibile nucleare, riducendo i rischi legati alla sicurezza delle centrali. Alcuni dei nuovi reattori inoltre utilizzano combustibili e tecnologie avanzati, maggiormente resilienti ad imprevisti e aumenti di temperatura. Si basano su sistemi di sicurezza passivi più evoluti, che sfruttano leggi naturali, come la gravità, e non

richiedono l'azione di operatori o riserve di energia per attivarsi (IEA, 2022; NEA 2024). La combinazione di questi fattori potrebbe anche permettere di definire aree di evacuazione in caso di emergenza più contenute (NEA, 2024). Tuttavia, l'introduzione di nuove tecnologie impone l'aggiornamento dei criteri di valutazione della sicurezza e dunque la maggior sicurezza di diversi nuovi progetti deve ancora essere dimostrata (NEA, 2024). A dicembre 2023, i permessi di costruzione o l'approvazione del *design* erano stati ottenuti, oltre che per i reattori già operativi, per sei reattori basati su nuove tecnologie (due in Cina, uno in Argentina, uno in Corea del Sud, uno negli Stati Uniti e uno in Russia; NEA, 2024).

La costruzione in fabbrica dei nuovi reattori e l'assemblaggio in sito di moduli già pronti dovrebbe ridurre i tempi, le incertezze e i costi associati alla costruzione degli impianti (IEA, 2022; Boarin e Ricotti, 2014; per una discussione sui costi si veda anche il paragrafo 4.1). Secondo le stime disponibili in letteratura, per i reattori in progettazione, i tempi di costruzione dovrebbero essere pari a 4-5 anni per i primi prototipi (c.d. *First-of-a-kind*, FOAK) e 3-4 anni per i prototipi successivi (c.d. *Nth-of-a-kind*, NOAK; Mignacca e Locatelli, 2020).

I progetti – Nel 2024 vi erano 98 progetti basati su tecnologie SMR, AMR o MMR nel mondo. Alcuni di questi erano sospesi per assenza di fondi o in fase di sviluppo embrionale, i restanti 56 erano operativi (3), o in costruzione (4) o in fase di sviluppo concreto (NEA, 2024); 18 aziende che portano avanti i 56 progetti si trovano negli Stati Uniti o in Canada, 16 in Europa, 7 in Asia, 2 in Russia, 2 in Africa, 1 in Medio-Oriente e 1 in Sud America. La maggioranza dei progetti in fase di sviluppo si basano su LWR e il *range* di potenza va da 1 a 300 MWe. Le nuove tecnologie presentano una grande eterogeneità di caratteristiche quindi non tutte offrono i vantaggi elencati in precedenza. Inoltre, gran parte di tali tecnologie non sono ancora effettivamente disponibili per un uso commerciale ed è difficile stabilire se e con quali tempistiche e costi saranno applicate con successo²⁵. Questo implica un alto grado di incertezza sulle caratteristiche, i vantaggi e la provenienza dei progetti che saranno disponibili nelle tempistiche previste dal PNIEC per l'installazione dei primi reattori.

Solo tre dei 56 impianti sono attualmente operativi²⁶. Il primo si trova in Cina, a Shidao Bay, nella punta orientale della regione dello Shandong. Si tratta di un *high temperature gas cooled reactor*. Originariamente doveva essere composto da due unità da 100 MWe e costruito in 3 anni con un costo totale di 2.000 USD/kWe (Schneider e Froggatt, 2024). Tuttavia, la costruzione dell'impianto, cominciata nel 2012, è durata 9 anni e sono serviti altri due anni di prove (dal 2021 al 2023) prima dell'avvio dell'attività commerciale. Inoltre, la potenza complessiva dei reattori è stata ridotta a 150 MWe e nel 2017 il costo nominale di realizzazione si era già triplicato (non tenendo conto della riduzione di potenza; Schneider e Froggatt, 2024). Sul reattore sono stati condotti due test per la verifica dei sistemi di sicurezza passiva e, in particolare, una disconnessione dalla rete per monitorare l'andamento delle temperature del nocciolo (Zhang et al. 2024). I risultati hanno evidenziato una capacità degli impianti di raffreddarsi naturalmente, rassicurando così rispetto a uno scenario di fusione del nocciolo (*nuclear meltdown*). Al momento la Cina non ha replicato la costruzione di questo modello, né avviato la produzione in serie.

Il secondo e il terzo degli SMR operativi si trovano in Russia; si tratta di reattori "flottanti" montati sulla nave Akademik Lomonosov, unica nel suo genere, e basati su una tecnologia *pressurized water reactor* (PWR) da 32 MWe di potenza. La costruzione è iniziata nel 2007 e avrebbe dovuto richiedere 3 anni

²⁵ Ad esempio, in Corea del Sud è stato sviluppato il modello *System-Integrated Modular Reactor* (SMART), autorizzato nel 2012, ma nel 2024 ancora non vi erano accordi concreti per la costruzione del reattore, apparentemente soprattutto a causa dei suoi costi elevati (Schneider e Froggatt, 2012). Anche per i tre reattori in funzione sono stati incontrati importanti ostacoli e imprevisti.

²⁶ A questi si aggiunge un reattore test completato in Giappone, costruito per dimostrare il potenziale utilizzo del nucleare per la produzione di calore, e al momento in manutenzione per essere impiegato nella produzione di idrogeno (NEA 2024; TEHA Group, 2024).

(Schneider e Froggatt, 2024). I lavori di costruzione sono invece finiti nel 2018 ed è stato necessario un altro anno per la connessione alla rete e 6 mesi prima che i reattori operassero a fini commerciali. Dall'inizio della costruzione i costi sono triplicati (Schneider e Froggatt, 2024). La Rosatom non ha replicato la costruzione di questo modello e al momento sta sviluppando altri progetti. Attualmente, la Akademik Lomonosov è attraccata nella regione remota della Chukotka e fornisce elettricità in un'area altrimenti isolata.

Nel 2025 quattro reattori di nuova tecnologia risultano in fase di costruzione: uno in Russia, uno in Argentina, uno in Cina e uno negli USA (KAIROS)²⁷. Il modello di reattore in costruzione in Argentina, denominato CAREM, ha una potenza di 25 MW. La costruzione è cominciata nel 2014 ed inizialmente i primi test dovevano essere avviati nel 2016. La data di fine costruzione è stata rinviata più volte, anche a causa di diverse sospensioni dei lavori, e nel 2024 era prevista per il 2028 (Schneider e Froggatt, 2024). La costruzione del modello di reattore statunitense, invece, è iniziata a luglio 2024 e la sua conclusione è prevista per il 2027 (IEA, 2025). A questi si potrebbe presto aggiungere un quinto reattore, di tecnologia statunitense, la cui costruzione è stata recentemente autorizzata in Canada²⁸.

Per i modelli di SMR, AMR o MMR sviluppati da imprese leader del settore e la cui costruzione non è stata ancora avviata, le imprese sviluppatrici prevedono di costruire i primi prototipi entro un intervallo di tempo dal 2029 al 2039 (IEA, 2025).

La Commissione Europea e lo sviluppo dell'industria – Il 6 febbraio 2024 la Commissione Europea ha annunciato il lancio della “*European Industrial Alliance on SMRs*” allo scopo di accelerare lo sviluppo e la realizzazione in Europa dei progetti basati sulle nuove tecnologie nucleari di ridotte dimensioni. Più in generale, l'Alleanza ha l'obiettivo di dare nuovo impulso alla filiera del nucleare dell'Unione.

Possono far parte dell'Alleanza enti pubblici e privati attivi nel campo degli SMR, AMR e MMR (a dicembre 2024 ne facevano parte più di 300 enti). Per il raggiungimento degli obiettivi sopra delineati, l'Alleanza fornisce supporto allo sviluppo delle nuove tecnologie nucleari, identificando i potenziali ostacoli e lavorando per il loro superamento. Con uno sguardo in particolare alle modalità di finanziamento dei progetti, allo sviluppo di una filiera e una forza lavoro europee adeguate, al sostegno alla ricerca sulle nuove tecnologie, al coinvolgimento e la sensibilizzazione dell'opinione pubblica e dei potenziali utilizzatori industriali, alla creazione di un network tra i soggetti coinvolti (promotori dei progetti, autorità che regolano i criteri di sicurezza) e alla promozione delle tecnologie europee sul mercato esterno all'Unione.

L'Alleanza prevede anche la creazione di gruppi di lavoro focalizzati su specifici progetti di sviluppo di SMR che rispettino determinati criteri²⁹. Ad ottobre 2024 è stato selezionato un primo gruppo di progetti le cui caratteristiche descriviamo brevemente nell'appendice A.

Nel programma di lavoro presentato a febbraio di quest'anno (cfr. paragrafo 4.3) la Commissione Europea ha anche espresso l'intenzione di presentare il 2025 *Nuclear Illustrative Programme* e definire un piano strategico per l'Alleanza Europea sugli SMRs.

²⁷ Il prototipo KAIROS in costruzione è utilizzabile solo per la produzione di energia termica.

²⁸ Commission authorizes Ontario Power Generation Inc. to construct 1 BWRX-300 reactor at the Darlington New Nuclear Project site - Canada.ca

²⁹ Si veda l'appendice I alle “Terms of Reference” della *European Industrial Alliance on Small Modular Reactors*.

4. I benefici del ritorno al nucleare in Italia identificati dal Governo

Il Governo italiano ha delineato la propria posizione in favore di un eventuale ritorno al nucleare sulla base di tre potenziali contributi:

1. alla riduzione dei costi dell'elettricità per gli utenti;
2. alla diminuzione della dipendenza energetica dall'estero;
3. al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra.

Faiella e Lavecchia (2012) in occasione della discussione del 2008-2011 sul rilancio del nucleare nel nostro Paese, segnalavano luci e ombre rispetto a questi aspetti. In particolare, dall'analisi presentata nel loro lavoro, emergeva come l'impatto in termini di riduzione dei costi finali per gli utenti fosse incerto, a fronte invece di un potenziale contributo alla riduzione della volatilità dei prezzi (in ogni caso un elemento importante, in particolare per le imprese). Sul fronte della dipendenza energetica, gli autori evidenziavano che sebbene sarebbero potute emergere nuove forme di dipendenza connesse con un diverso tipo di tecnologia e combustibile, l'eventuale sostituzione di fonti fossili (o di investimenti in fonti rinnovabili) con il nucleare avrebbe avuto il vantaggio di diversificare il mix energetico (e di fornitori). Infine, il contributo principale del ricorso al nucleare appariva agli autori (e appare) quello fornito al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, soprattutto in quanto complementare agli investimenti in fonti rinnovabili. A fini ambientali, rimane tuttavia imprescindibile la necessità di considerare anche le questioni connesse alla gestione del combustibile esaurito.

Nei paragrafi successivi i tre potenziali contributi menzionati sopra, vengono esaminati sulla base dei cambiamenti tecnologici e geopolitici e delle esperienze maturate negli ultimi anni.

4.1. Possibile riduzione dei costi

I costi di generazione

Il *levelized cost of electricity* (LCOE) è una misura standardizzata del costo *life-cycle* della produzione di elettricità³⁰. È bene tener presente che tale misura è caratterizzata, nel caso del nucleare, da un alto grado di incertezza poiché numerosi fattori concorrono a determinarla e il numero di osservazioni su cui basare le stime, specie in tempi recenti, è relativamente ridotto (De Paoli, 2025). Secondo le stime formulate da Lazard (2024) per gli Stati Uniti, riferite al 2024, il LCOE per le centrali nucleari tradizionali, sotto ipotesi conservative, si colloca vicino a quello degli impianti fotovoltaici *utility-scale* (impianti per la produzione commerciale) con sistemi di accumulo, ma al di sopra di quello degli impianti eolici *on-shore* con batteria e degli impianti fotovoltaici *utility-scale* senza sistemi di accumulo.

Analogamente alle rinnovabili, i costi del nucleare, valutati lungo l'intero ciclo di vita (dalla costruzione all'esercizio, alla dismissione e gestione delle scorie) sono prevalentemente costi fissi, legati alla realizzazione e al finanziamento dell'impianto. I costi di esercizio, come quelli di manutenzione e del combustibile, sono contenuti. Nei grandi impianti nucleari tradizionali i costi fissi rappresentano tra l'80 e l'85 per cento del costo finale, contro il 90-95 per cento per il solare (*utility*

³⁰ In particolare, LCOE è una misura che consente di confrontare il costo della generazione di elettricità da fonti tecnologiche differenti. Esso tiene conto dei livelli di produzione, dei costi del capitale (*capex*), dei costi operativi (*opex*) e dei costi finanziari. Non tiene conto però dei maggiori costi infrastrutturali (interconnessioni e reti di trasmissione) necessari per l'uso di fonti intermittenti e sparse come le rinnovabili. La IEA ha introdotto un'altra misurazione, il *value-adjusted levelised cost of electricity* (VALCOE), che incorpora non solo i costi di generazione di elettricità ma anche il contributo che ciascuna tecnologia può dare al sistema in termini di stabilità della rete.

scale) con stoccaggio ed eolico *on-shore* con stoccaggio (Lazard, 2024). I costi di gestione invece rappresentano meno del 10 per cento dei costi finali contro il 14-28 per cento per il carbone e il gas naturale. Anche in termini assoluti, i costi operativi (*opex*; combustibile, manutenzione, personale) sono relativamente bassi, contrariamente alle tecnologie di produzione basate su combustibili fossili e in analogia alle rinnovabili, che hanno però lo svantaggio di essere fonti intermittenti e necessitano quindi di essere affiancati da impianti di accumulo.

La prevalenza dei costi fissi rende gli investimenti nelle attuali tecnologie a fissione nucleare estremamente sensibili al costo del capitale necessario alla costruzione dell'impianto che, a sua volta, dipende sia da fattori tecnologici e operativi (ad esempio se l'impianto è un prototipo, c.d. *first-of-a-kind*, oppure no³¹), sia da fattori di tipo finanziario (il merito di credito del costruttore; la garanzia di un adeguato *cash-flow* a centrale operativa), sia da fattori istituzionali (l'incertezza normativa e politica rendono più rischioso il progetto e quindi più alto il costo del capitale per remunerare il premio al rischio sopportato dagli investitori). Gli impianti nucleari richiedono un lungo processo di progettazione e acquisizione delle autorizzazioni, i lavori di costruzione sono complessi e spesso incorrono in ritardi. Inoltre, sono sottoposti a continui adeguamenti ai più moderni standard di sicurezza (c.d. "*backfit requirements*") e verifiche da parte di molteplici autorità di supervisione e regolazione che impattano sui costi finali. Questo comporta un fabbisogno finanziario che, confrontato con l'investimento, è assai rilevante. A titolo di esempio, i costi degli interessi di una centrale realizzata in cinque anni e con tasso di interesse del 5 per cento sono pari al 17 per cento dei costi diretti di costruzione (che non tengono conto dei costi finanziari dell'impianto). Se una centrale con gli stessi costi diretti viene realizzata in sette anni e con un tasso di interesse del 10 per cento tale percentuale sale al 49 per cento (De Paoli, 2025).

La realizzazione in serie delle nuove tecnologie dovrebbe in parte ridurre i tempi e le incertezze legati alla costruzione degli impianti, potenzialmente riducendo il costo del capitale necessario. Gli effettivi costi delle nuove tecnologie nucleari tuttavia presentano un'elevata incertezza perché nella gran parte dei casi non sono ancora stati costruiti i *first-of-a-kind* (IEA, 2025). Steigerwald et al. (2023) stimano i costi di 19 diversi progetti di SMR, AMR o MMR utilizzando due distinti modelli di produzione. Per tutte le tecnologie analizzate i costi stimati sono (talvolta significativamente) maggiori di quelli dichiarati dai produttori, soprattutto per alcuni tipi di AMR. Gli LCOE stimati dipendono dalla tecnologia in esame. L'incertezza più alta si ha per i *sodium-cooled fast reactor*, per i quali il LCOE rientra nel *range* di 805-7.519 USD/MWh. Seguono i *boiled-/pressurized-water reactor* per i quali il *range* va da 188 a 991 USD/MWh. Il prezzo più contenuto si ha per gli *high-temperature gas cooled reactor* per i quali il *range* è di 99-158 USD/MWh³². Considerando una misura di costo sviluppata dalla IEA che incorpora il contributo della tecnologia all'efficienza del sistema energetico (c.d. VALCOE), al 2040 in Europa i nuovi impianti nucleari di piccole dimensioni sarebbero competitivi con il fotovoltaico *utility-scale* con sistemi di stoccaggio solo a fronte di un costo del capitale particolarmente basso (cfr. riquadro "Altre stime di costo").

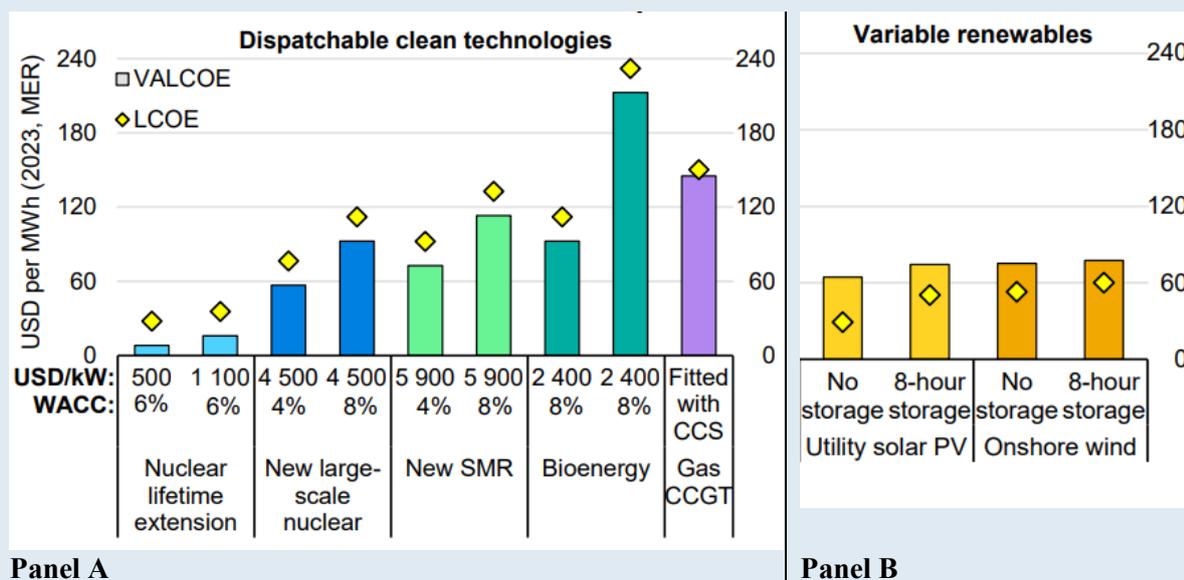
ALTRE STIME DI COSTO

³¹ I primi prototipi possono richiedere una serie di adattamenti che allungano in maniera imprevista i tempi (e i costi) di costruzione. Ad esempio, dai dati NUCLEUS-PRIS emerge che nel caso del reattore francese "N4 REP 1450" la costruzione del primo esemplare (iniziata nel 1984) ha richiesto 12 anni, la costruzione della quarta centrale basata su quel modello di reattore circa 8 anni.

³² Per un confronto, nello stesso lavoro il LCOE per il fotovoltaico *utility scale* (senza stoccaggio) è compreso tra 30 e 41 USD/MWh per l'eolico (senza stoccaggio) è compreso tra 26 e 50 USD/MWh e per il ciclo combinato a gas tra 45 e 75 USD/MWh.

Il LCOE non tiene conto del diverso contributo che distinte fonti energetiche possono dare al sistema elettrico in termini di flessibilità e costanza nella produzione. Per questo motivo la IEA ha sviluppato un indicatore, chiamato VALCOE, che incorpora anche tale contributo delle tecnologie al sistema (IEA, 2025). Riportiamo nella figura le stime per l’Unione Europea, che si riferiscono al 2040 e all’*“Announced Pledges Scenario”*. Tale scenario tiene conto delle politiche che i governi hanno dichiarato di voler implementare, inclusi eventuali sussidi alle fonti energetiche rinnovabili o sistemi di *carbon pricing*³³.

LCOE e VALCOE in Europa per fonte energetica



Note: Sono rappresentati il *levelized cost of energy* (LCOE) e il *value-adjusted* LCOE (VALCOE) per diverse fonti energetiche. *“Gas CCGT fitted with CCS”* indica la produzione da ciclo combinato con cattura e stoccaggio delle emissioni di CO₂. *“New SMR”* comprende tutte le nuove tecnologie nucleari modulari di ridotte dimensioni (SMR, AMR e MMR). Il *weighted average cost of capital* (WACC) è assunto pari al 4-5 per cento per il solare fotovoltaico. Il *capacity factor* (tempo potenziale di funzionamento al netto delle interruzioni per caricamento del combustibile, manutenzione, ecc.) del nucleare è assunto in media pari a 75-90 per cento. L’anno di riferimento è il 2023. Fonte: IEA (2025).

Come si può vedere, per le centrali nucleari, sia LCOE sia VALCOE medio variano sensibilmente al variare del costo del capitale. Secondo le stime della IEA sul VALCOE le centrali nucleari tradizionali e le nuove tecnologie nucleari (raggruppate dalla IEA nella categoria *“New SMR”*) sono competitive con il fotovoltaico *utility-scale* con stoccaggio soltanto nella stima che assume che il costo medio ponderato del capitale³⁴ sia pari al 4 per cento (una prospettiva ottimistica considerato che la IEA lo assume generalmente pari all’8-9 per cento per le tecnologie nucleari). Inoltre, assumendo che per le nuove tecnologie gli impianti

³³ Più nel dettaglio, in questo scenario la IEA assume che vengano mantenuti tutti gli impegni presi dai governi sul clima, inclusi gli obiettivi di riduzione delle emissioni.

³⁴ Il costo medio ponderato del capitale è pari alla media del valore di mercato di tutti i titoli in circolazione ponderati per il tasso di rendimento richiesto.

NOAK, ai quali si riferiscono le stime, presenteranno costi significativamente più bassi di quelli dei FOAK (IEA, 2025).

Al momento, l'unica stima che si focalizza strettamente sull'Italia di cui siamo a conoscenza è quella effettuata da TEHA Group (2024) in collaborazione con Edison e Ansaldo Nucleare³⁵. Secondo questa stima il costo delle nuove tecnologie nucleari risulterà inferiore a quello del fotovoltaico *utility-scale* da 20 MW con stoccaggio e dell'eolico con stoccaggio. Tuttavia, sarà superiore al LCOE degli stessi impianti non affiancati da un sistema di stoccaggio. In particolare, TEHA Group stima per le nuove tecnologie nucleari un LCOE compreso tra i 90 e i 110 euro/MWh, per l'eolico con stoccaggio un LCOE che va da 125 a 160 euro/MWh e per il fotovoltaico *utility-scale* da 20 MW con stoccaggio un LCOE che va da 120 a 140 euro/MWh. In base ai documenti tecnici rilasciati dalla PNNS (2025), il costo *overnight* medio, nel caso degli SMR, è di circa 5.000 euro per kW.

Dai costi di generazione al prezzo in bolletta

Nei paesi europei il prezzo di equilibrio sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica è determinato sulla base del meccanismo del *system marginal price* (Smp) o *pay-as-cleared*, in cui tutte le offerte di vendita accettate sul mercato all'ingrosso per coprire la domanda vengono remunerate al prezzo più alto da loro indicato (Ranci e Pototschnig, 2022). Questo meccanismo prevede la costruzione di una curva di offerta oraria (ogni 15 minuti in Italia dal 2025), ordinando le offerte ricevute dai vari impianti in ordine crescente in base ai loro costi marginali. Il prezzo di equilibrio si ottiene dall'incrocio tra la (stima) della domanda prevista per quell'ora e tale curva di offerta (fig. 2), riflettendo così i costi marginali dell'ultimo impianto che deve entrare in servizio nella zona per soddisfare la domanda (in Italia, tipicamente alimentato da gas naturale, seguito da idroelettrico e dalle importazioni; RSE, 2024)³⁶. Questo prezzo viene poi applicato a tutte le offerte accettate nella specifica fascia oraria, consentendo all'impianto marginale di coprire i suoi costi di esercizio e, a tutti gli altri, di ottenere ricavi superiori ai rispettivi costi marginali (c.d. "rendita inframarginale"), permettendo il recupero dei costi di investimento.

Funzionamento del *system marginal price*

³⁵ Le informazioni contenute nei report finali della PNNS (2025) non consentono di calcolare l'LCOE, mancando stime sugli oneri finanziari, sui fattori di disponibilità degli impianti e sui costi operativi e di manutenzione. Per maggiori informazioni, si veda: "[Le discutibili certezze della Piattaforma nucleare](#)", Staffetta quotidiana, 4 aprile 2025.

³⁶ Il mercato del giorno prima (MGP) è il più importante mercato spot per l'elettricità in Italia ed è costituito da sette zone definite sulla base dei vincoli esistenti nella rete di trasmissione elettrica nazionale. Dal 2002 al 2024 la media ponderata dei prezzi zonalisti costituiva il prezzo unico nazionale (PUN) che diventava il prezzo d'acquisto all'ingrosso di riferimento per tutto il paese. Su spinta della Commissione Europea, dal 1° gennaio 2025 è in vigore un regime transitorio (PUN Index) al termine del quale, per garantire miglior efficienza, i prezzi di acquisto di riferimento saranno definiti dai prezzi di equilibrio delle zone, consentendo, in base a stime di RSE (2024) un risparmio di 118 milioni di euro in 3 anni, prevalentemente a vantaggio delle regioni del Mezzogiorno. Esistono inoltre altri mercati e strumenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico e che, con la crescita della volatilità dell'offerta data dalle rinnovabili, stanno diventando sempre più rilevanti (e costosi).

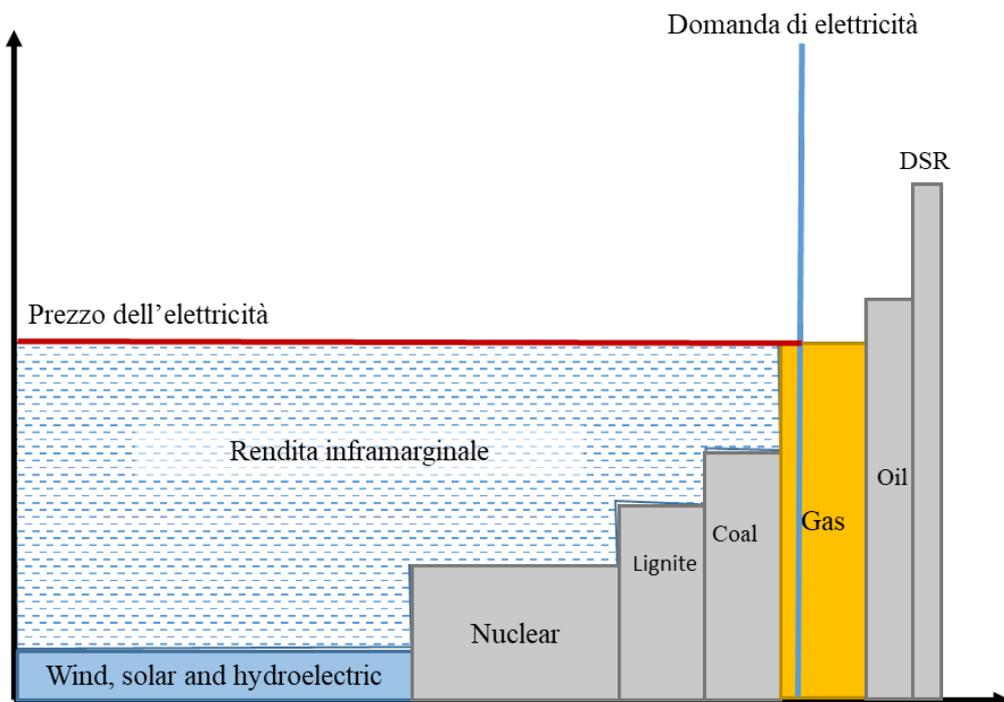


Fig. 2: La figura mostra come sul mercato elettrico all'ingrosso europeo le tecnologie vengano ordinate rispetto al proprio costo marginale e come il prezzo dell'elettricità venga fissato al costo marginale più alto fra quello delle tecnologie necessarie a coprire la domanda di elettricità stimata. "DSR" si riferisce al *Demand Side Response*, il meccanismo che prevede una modifica dei consumi elettrici da parte degli utenti su indicazione del proprio fornitore di energia, ai fini di benefici in tariffa. Fonte: Gasparella et al. (2023).

Gli impianti da fonti rinnovabili partecipano alle sessioni di mercato con offerte a costi marginali prossimi allo zero seguiti poi dagli altri impianti, fra i quali quelli termoelettrici (che, in Europa, aggiungono ai costi operativi anche il prezzo per i permessi di emissione del mercato EU-ETS). La tecnologia "marginale" è, per la maggior parte delle ore del giorno, il gas naturale. Il nucleare, caratterizzato da elevati costi fissi e bassi costi variabili, si trova in una situazione intermedia tra rinnovabili e combustibili fossili. Conseguentemente, anche a fronte di un significativo apporto del nucleare nel mix energetico nazionale, appare molto improbabile che, a regole vigenti, esso possa diventare l'impianto marginale per gran parte delle ore e, quindi, contribuire ad un abbattimento del costo finale³⁷. Questo almeno finché il nucleare e le rinnovabili non basteranno a coprire tutta la domanda nelle diverse ore del giorno. Attualmente, solo in Svezia, dove vi è un mix energetico unico (40 per cento idroelettrico, 29 per cento nucleare e, per il resto, altre rinnovabili), il nucleare rappresenta la tecnologia marginale in alcune ore. Tuttavia, alcune simulazioni evidenziano come al 2030 questo dovrebbe avvenire in più paesi (Gasparella et al 2023).

D'altra parte, i prezzi elevati dell'elettricità che hanno caratterizzato il triennio 2021-23 (a causa delle tensioni sui mercati del gas naturale) hanno avviato un dibattito sulla possibilità di "disaccoppiamento" del mercato dell'elettricità da quello del gas naturale, per ridurre le variazioni di prezzo nel breve periodo. Nonché su eventuali riforme del *system marginal price*, nonostante i problemi

³⁷ A titolo di esempio Jarvis et al. (2022) hanno stimato che l'impatto della progressiva rinuncia al nucleare da parte della Germania negli anni tra il 2012 e il 2019 ha incrementato il prezzo sul mercato all'ingrosso tedesco di soli 0,6 euro/MWh.

delle alternative (Ranci e Pototschnig, 2022). L'11 aprile 2024 il Parlamento europeo ha approvato una riforma delle regole del mercato elettrico che intende fare della decarbonizzazione l'obiettivo principale, promuovendo il ricorso a contratti a lungo termine, quali i *power purchase agreements* (PPA)³⁸, fermo restando il meccanismo del *system marginal price* per la determinazione del prezzo di equilibrio sul mercato all'ingrosso³⁹. Si tratta di contratti usati tipicamente per tecnologie caratterizzate da costi variabili ridotti e costi fissi elevati (come fonti rinnovabili o nucleare). Questo perché se una componente consistente dei costi di produzione fosse esogena e altamente volatile (quali i costi del combustibile nel caso di impianti fossili) difficilmente i fornitori si assumerebbero il rischio di fissare a lungo termine i prezzi di vendita. Grazie a questo tipo di contratti, l'introduzione del nucleare (in sostituzione delle fonti fossili che difficilmente potranno beneficiarne) potrebbe ridurre la volatilità di prezzo⁴⁰, specie per i grandi consumatori industriali che li sottoscriveranno.

Occorre infine osservare come il prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso rappresenti solo una parte del prezzo finale pagato da famiglie e imprese. Secondo i dati Eurostat⁴¹, nella media degli ultimi 3 anni, esso ha contribuito al più al 75 per cento del prezzo finale in bolletta pagato dalle famiglie (l'80 per cento nel caso delle imprese)⁴². Nel caso delle famiglie, secondo i dati ARERA, una quota che ha oscillato tra il 10 ed il 18 per cento del prezzo finale, serve, tra le altre cose, per finanziare i sussidi alle fonti rinnovabili (ex componente A3, oggi Asos), mentre il resto sono componenti regolate e fiscali. Inoltre, fino al 2023, il prezzo dell'elettricità comprendeva una componente (A2) per coprire i costi del *decommissioning* del nucleare⁴³.

La presenza di componenti regolate o para-fiscali segnala come il prezzo finale dell'elettricità non sia soltanto funzione delle tecnologie di produzione, ma risponda anche ad altri obiettivi definiti dal legislatore. Pertanto, l'incidenza significativa di queste componenti sul totale limita l'effetto che una riduzione del prezzo all'ingrosso potrebbe avere sulle bollette finali degli utenti. Se il Governo decidesse che sono necessari contributi ai produttori per facilitare il ritorno del nucleare nel mix energetico nazionale, e decidesse di non farli gravare sul bilancio pubblico, tali contributi potrebbero essere inseriti tra gli oneri pagati dai consumatori come già accaduto per le rinnovabili negli ultimi 15 anni, mettendo così ulteriore pressione sui prezzi finali dell'elettricità⁴⁴.

³⁸ I PPA sono contratti, in genere di lungo termine, in cui un acquirente si impegna a comprare energia, a un prezzo stabilito, da un fornitore.

³⁹ Per una descrizione, si veda: "[Più rinnovabili e meno mercato nel settore elettrico europeo](#)", Lavoce.info, 3 maggio 2024.

⁴⁰ Occorre rilevare che insieme al crescere della penetrazione delle rinnovabili stanno aumentando gli episodi, specie nei paesi del Nord Europa, di condizioni atmosferiche particolarmente sfavorevoli alla produzione da tali fonti (zero vento e cielo coperto) che perdurano nel tempo, noti anche come "*dunkelflaute*". Per bilanciare il sistema in questi casi, i costi sul mercato all'ingrosso crescono esponenzialmente. L'ultimo rapporto ACER (2025) segnala che il 12 dicembre 2024 un episodio di "*dunkelflaute*" in Germania ha fatto salire i prezzi dell'elettricità a quasi 1.000 €/MWh (ben al di sopra della media annuale di 81 €/MWh).

⁴¹ Fonte: Eurostat, Electricity prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards; tavola [nrg_pc_204](#)) e Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards; tavola [nrg_pc_205](#)).

⁴² All'interno di tale quota rientrano sia il prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso sia il *mark-up* applicato dal fornitore.

⁴³ Similmente per le imprese, dai dati Eurostat è visibile una componente per coprire i costi di smantellamento delle centrali nucleari, delle ispezioni e dei diritti per l'installazione delle centrali. Nel periodo tra il 2019 e il 2023 l'Italia, il Belgio e la Slovacchia sono stati gli unici Paesi dell'Unione Europea per i quali questa taxa era in essere.

⁴⁴ L'ipotesi di una scelta di questo genere è supportata dalle dichiarazioni del Ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica Picchetto Fratin ("[Picchetto, valuteremo interventi in bolletta per il nucleare](#)", ANSA, 3 febbraio 2025).

In sintesi, la creazione di impianti nucleari, dato l'attuale disegno del mercato elettrico, potrebbe non avere significativi impatti sul livello dei prezzi. Piuttosto potrebbe ridurne, per i sottoscrittori dei contratti a lungo termine, la volatilità, contribuendo a stabilizzare la spesa per l'elettricità.

4.2. Possibile diminuzione della dipendenza energetica

L'Italia è storicamente un importatore netto di prodotti energetici ed esibisce un grado di dipendenza energetica, misurata come rapporto tra il totale di energia importata sul totale dell'energia disponibile, fra i più alti dell'Unione Europea (fig. 3). Secondo dati Eurostat⁴⁵, in media, negli ultimi 20 anni, il 78 per cento dell'energia nel nostro Paese è stata importata da paesi extra UE, contro il 57 per cento della quota importata dalla UE-27. Negli ultimi quindici anni, il grado di dipendenza energetica dell'Italia si è ridotto di 4 punti percentuali seppur permanendo su livelli elevati, in controtendenza rispetto a UE-27 nel suo insieme e a grandi paesi come Francia⁴⁶ e Germania, ove è cresciuto. Un possibile uso del nucleare come strumento di diversificazione e riduzione della dipendenza energetica era già presente nelle discussioni degli scorsi decenni. Tuttavia, il tema della dipendenza, nel caso del nucleare, va esplorato tenendo conto anche delle necessarie importazioni di tecnologie e del combustibile.

La dipendenza tecnologica

Con riferimento alla dipendenza tecnologica, le tecnologie dominanti negli ultimi 25 anni sono state quelle cinesi, sviluppate prevalentemente per il mercato domestico, e russe (cfr. fig. 4). Ad oggi dei 62 reattori in costruzione a livello globale, per una capacità complessiva di 64,4 GW, la metà sono in Cina (29 reattori per 30 GW) seguita da India, Turchia ed Egitto (Tav. 1). La Russia, in particolare, si sta occupando della costruzione all'estero di reattori per più di 23 GW, soprattutto in paesi in via di sviluppo quali Bangladesh, Egitto, India, Iran e Turchia. Gli accordi non prevedono solo il trasferimento di tecnologie e *know-how*, ma anche il sostegno finanziario nella fase di costruzione. Questo approccio di "diplomazia nucleare" della Russia, con il gruppo Rosatom⁴⁷ che si comporta come un *one-stop-shop* (si occupa cioè della gestione del progetto dal finanziamento alla realizzazione finale dell'impianto), costituisce una strategia per determinare un *lock-in* dei governi destinatari. Questi ultimi, infatti, rimangono dipendenti nel lungo termine dalla Russia per via del finanziamento, per la fornitura di combustibile, di tecnici e personale. Il governo russo già condiziona in questo modo Armenia, Bielorussia, Ungheria, Slovacchia, Uzbekistan⁴⁸, e mira ad estendere questa forma di rapporto a Egitto, Iran e Turchia (Szulecki e Overland, 2023). Nel caso italiano dal punto di vista tecnologico potrebbe essere necessario appoggiarsi ad un partner estero (con i relativi rischi di natura geopolitica e di sicurezza). Sebbene la PNNS esprima un giudizio positivo sul *know-how* tecnologico degli operatori italiani (PNNS, 2025) la loro esperienza è limitata, soprattutto nell'ambito della costruzione degli impianti.

Andamento della dipendenza energetica

⁴⁵ Fonte Eurostat, Energy imports dependency, tavola [nrg_ind_d](#).

⁴⁶ Va rilevato che le importazioni di uranio di cui beneficia la Francia, non sono rilevate in questo indicatore che risulta quindi sottostimato (nel 2007 per la Francia di circa 13 punti percentuali; Faiella e Lavecchia, 2012).

⁴⁷ Il Governo russo agisce per il tramite della società Rosatom e delle sue controllate, tra le quali: Atomenergomash, società di ingegneria; Atomstroyexport, che costruisce all'estero; ARMZ e Uranium one, che si occupano delle miniere d'uranio; TVEL che da sola gestisce il 38 per cento della capacità mondiale di conversione uranio e il 46 della capacità di arricchimento); TENEX, trader di uranio e combustibile.

⁴⁸ Con l'eccezione del Bangladesh i rapporti tra questi paesi e il settore energetico nucleare russo risalgono all'epoca dell'Unione Sovietica. Nel caso dell'Uzbekistan nelle vesti di fornitore di uranio naturale, nel caso degli altri paesi già in una relazione di dipendenza più complessa.

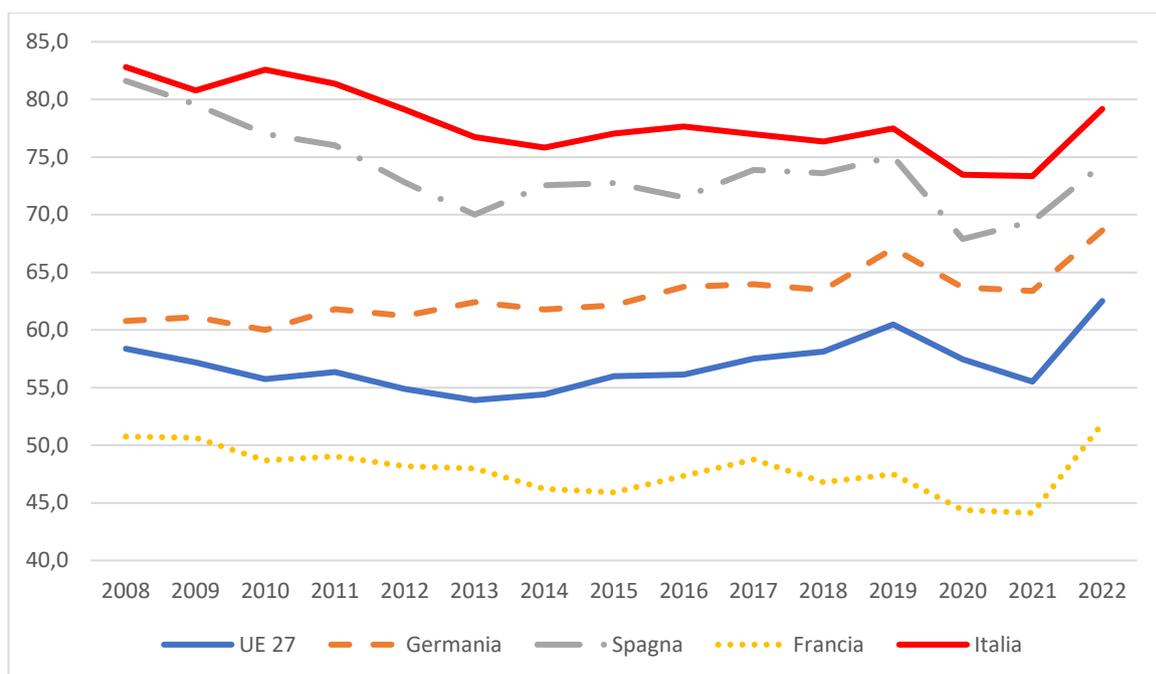


Fig. 3: Il grafico mostra l'andamento nel tempo della dipendenza energetica in una selezione di Paesi e nell'Unione Europea. La dipendenza energetica è misurata come rapporto tra il totale di energia netta importata sul totale dell'energia primaria richiesta da ciascun paese. Fonte: elaborazione su dati Eurostat.

Tav. 1: Caratteristiche degli impianti nucleari in una selezione di paesi

Paese	Numero dei reattori attivi	Numero dei reattori in costruzione	Età media dei reattori attivi (anni) ⁽¹⁾	Tempi medi di costruzione (anni) ⁽²⁾	Tempi medi di costruzione dal 1987 (anni)
Francia	56	1	39	5	13
Spagna	7	0	40	10	n.d.
Svezia	6	0	43	6	n.d.
Belgio	5	0	46	6	n.d.
Repubblica Ceca	6	0	34	10	16
Cina	56	29	11	6	6
India	20	7	22	10	10
Corea del Sud	26	2	24	6	6
Giappone	13	2	38	5	4
Russia	36	4	31	8	10
USA	94	0	43	9	10
Canada	19	0	42	7	n.d.
Turchia	0	4	0	n.d.	n.d.
Egitto	0	4	0	n.d.	n.d.

Note: ⁽¹⁾ Calcolato dalla "Commercial Date". ⁽²⁾ Sono i tempi che vanno dall'inizio della costruzione alla "Commercial Date", dal calcolo sono stati esclusi gli impianti ancora in costruzione (o la cui costruzione è stata sospesa o cancellata) e gli impianti chiusi definitivamente. Fonte: Elaborazione su dati del *Power reactor information system* (PRIS) dell'IAEA.

Paesi di provenienza dei reattori

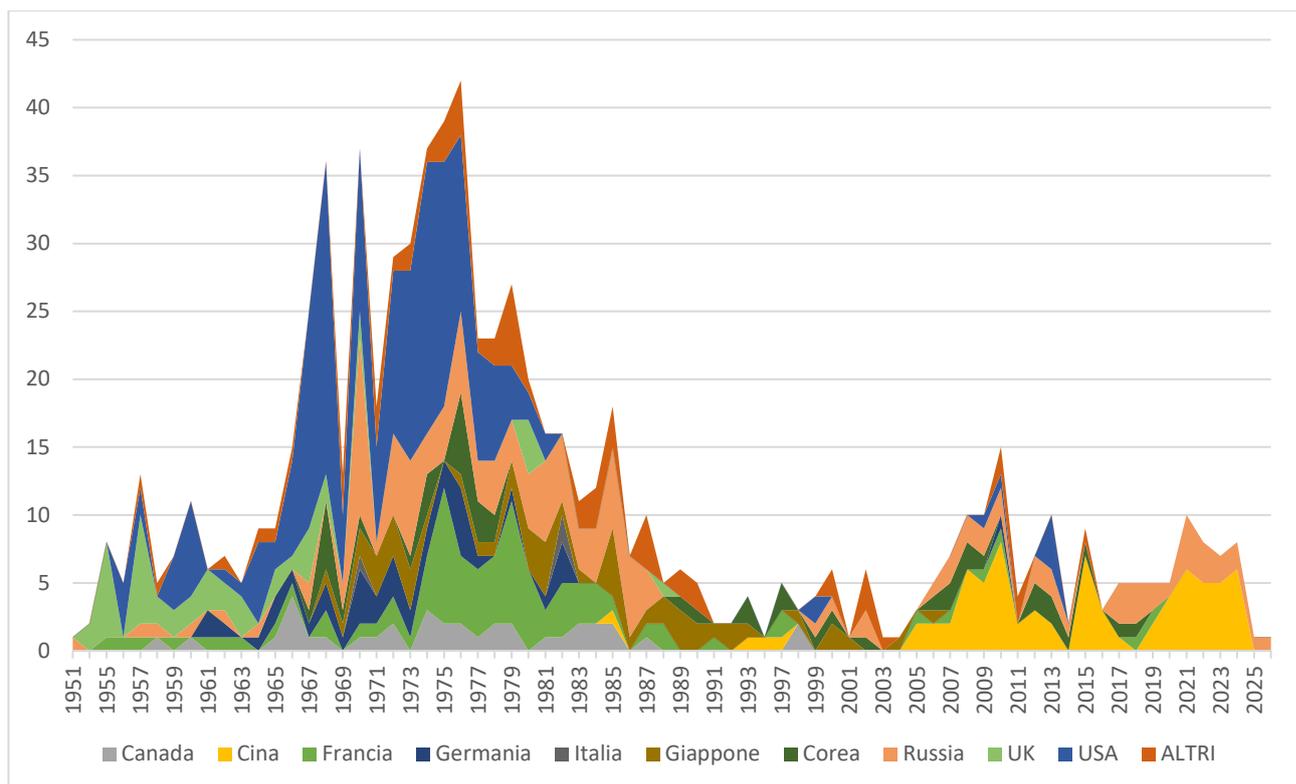


Fig. 4: Il grafico riporta il numero di reattori per paese di provenienza e anno in cui è cominciata la costruzione della centrale corrispondente. “ALTRI” include: Argentina, Belgio, Repubblica Ceca, India, Kazakistan, Paesi Bassi, Spagna, Svezia, Svizzera. Fonte: elaborazione su dati del PRIS dell’IAEA.

La dipendenza dal combustibile⁴⁹

La produzione di uranio naturale è molto concentrata; vi contribuiscono 17 paesi, 6 dei quali (Kazakistan, Canada, Namibia, Australia, Uzbekistan e Russia) nel 2022 coprivano da soli il 90 per cento del totale. Il 43 per cento dell’uranio viene estratto in Kazakistan. Diversi recenti cambiamenti geopolitici hanno avuto un significativo impatto sul mercato: le proteste civili del 2022 in Kazakistan e il conseguente rafforzamento del legame del paese con la Russia, l’invasione dell’Ucraina da parte della Russia, la revoca alla società francese Orano e alla canadese GoviEx Uranium (rispettivamente a giugno e a luglio 2024) dei permessi di sfruttamento di due miniere di uranio in Niger⁵⁰, dove la giunta militare, come in altri paesi del Sahel, sta forzando il ritiro delle truppe (e delle società) dei paesi occidentali in cambio dell’appoggio militare della Russia. Questi eventi hanno comportato una significativa incertezza rispetto ai livelli di produzione attesi (NEA, 2025).

Anche le riserve identificate di uranio⁵¹ sono concentrate in pochi paesi. Alla fine del 2022, ultimo dato disponibile, il 95 per cento di quelle estraibili a un costo stimato inferiore a USD 130 per

⁴⁹ Riguardo alla disponibilità di combustibile a livello globale si veda anche l’appendice B.

⁵⁰ “[The ‘terrifying’ crackdown on mining companies in Africa’s coup belt](#)”, Financial Times, 14 gennaio 2025.

⁵¹ Con “Riserve identificate” si fa riferimento a depositi d’uranio identificati da un numero sufficiente di misurazioni dirette, tali da giustificare studi di pre-fattibilità e, qualche volta, fattibilità; si distinguono in due sotto-categorie: “Reasonably Assured Resources (RAR)”, caratterizzate da stime abbastanza precise sul grado e la quantità di uranio e le “Inferred Resources”, che richiedono invece ulteriori analisi prima di avviare un’attività estrattiva. Alle riserve identificate si contrappongono le “Riserve non scoperte”: giacimenti che ci si aspetta di trovare sulla base delle conoscenze geologiche di depositi precedenti. Esse si distinguono in due categorie:

kgU⁵² era localizzato in 15 paesi, mentre il 60 per cento in 4 (Australia, 28 per cento; Kazakistan, 14 per cento; Canada, 10 per cento; Russia, 8 per cento; NEA, 2025). In particolare, il Kazakistan deteneva il 75 per cento di quelle identificate con bassi costi di estrazione (fino a USD 40 per kgU; fig. 5). Inoltre le riserve erano concentrate in pochi siti come in Australia, dove il 68 per cento delle riserve del paese (il 17 per cento di quelle globali) sono localizzate nel sito di *Olympic Dam*.

**Distribuzione delle *reasonably assured resources* per una selezione di paesi
(1000 tonnellate U)**

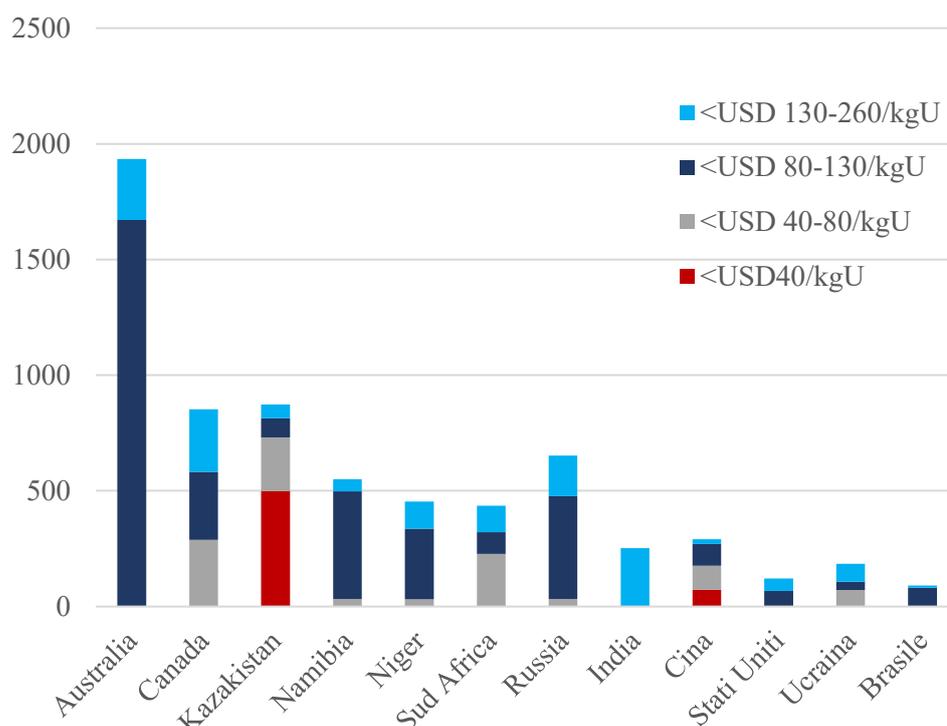


Fig. 5: Nel grafico sono riportate le tonnellate di riserve identificate con un significativo grado di precisione in merito al grado e alla quantità (c.d. *reasonably assured resources*) di uranio naturale per paese e costo di estrazione. I paesi sono stati selezionati in base alla rilevanza della quota di risorse disponibili. Per i seguenti paesi la stima è parziale o del Segretariato IAEA: Niger, Sud Africa. Fonte: NEA (2023)

Occorre osservare come lo sviluppo di nuove miniere di uranio (che consentirebbero di sfruttare le riserve disponibili) richiede una media di 10-15 anni dalla scoperta all’effettivo utilizzo. Inoltre, gli investimenti per esplorazione e produzione si sono ridotti dell’88 per cento tra il 2014 e il 2020 (da circa USD 2 miliardi a USD 350 milioni), sebbene secondo stime preliminari tra il 2021 e il 2023 siano stati nel complesso pari a 2,1 miliardi (NEA, 2025). La spesa si distingue in domestica (effettuata all’interno dei propri confini) e non domestica. Negli ultimi 5 anni la spesa in esplorazione e produzione domestica è risultata particolarmente concentrata in Canada e Cina, che nel corso di questi tre anni sono state responsabili rispettivamente per il 34 e 25 per cento della spesa globale. Per gran parte dei paesi la spesa domestica è cresciuta nel corso del 2021-2023 (NEA, 2025). Per quanto riguarda la spesa non

“*Prognosticated Resources*”, riferite alle riserve in regioni ove è confermata la presenza di uranio, e le “*Speculative Resources*”, riferite a riserve in regioni ove dovrebbe esserci uranio.

⁵² Per dare un riferimento a gennaio 2024 l’uranio ha raggiunto il prezzo record degli ultimi 16 anni di 275 USD/kgU, mentre nel periodo tra il 2016 e il 2021 oscillava tra i 52 e i 78 USD/kgU; ad inizio 2023 era pari a 130 USD/kgU (IAEA, 2024; NEA, 2025).

domestica, in base alle informazioni disponibili, negli ultimi 15 anni è stata effettuata da soli 4 paesi: Cina, Francia, Giappone e Russia (NEA, 2025). In particolare, gli investimenti della Russia in Namibia, Kazakistan e Tanzania, sono cresciuti sensibilmente nel 2020 e 2021. Diversi paesi tuttavia non segnalano la spesa non domestica, la NEA (2025) riporta ad esempio che anche aziende private australiane e canadesi sono solite effettuare questo tipo di investimenti.

L'uranio grezzo, di per se, non può essere utilizzato direttamente nei reattori, fatta eccezione per alcune tecnologie⁵³. Per l'uso nelle tecnologie prevalenti (acqua bollente o pressurizzata) sono necessarie alcune lavorazioni e, in particolare: la conversione, l'arricchimento e la creazione delle barre di combustibile⁵⁴. La conversione dell'uranio viene fatta al momento in soli 5 impianti, situati in Canada, Cina, USA, Francia e Russia per una capacità totale di 62.000 tonnellate, superiore di quasi il 50 per cento della domanda effettiva. L'arricchimento invece viene effettuato prevalentemente da 4 società: la China National Nuclear Corporation (15 per cento), la russa Rosatom (40 per cento), l'Urenco (consorzio inglese-tedesco-olandese; 33 per cento), l'Orano (Francia; 12 per cento). Alcune (tra cui Orano e Urenco) programmano di ampliare la propria capacità (IEA, 2025). Infine, la costruzione delle barre è strettamente connessa al tipo di reattore, elemento che crea una dipendenza molto stretta tra impianto e specifico fornitore⁵⁵.

Guardando nello specifico al ruolo della Russia nella catena dell'approvvigionamento dell'uranio, si osserva come la società TVEL, controllata di Rosatom, nel 2020 forniva il combustibile nucleare a 73 reattori di design russo (tra gli altri in Ucraina, Bielorussia, Armenia, Bulgaria, Finlandia, Repubblica Ceca, Ungheria, Slovacchia, Cina, India e Iran) pari al 16 per cento del totale mondiale dei reattori operativi in quell'anno (IEA, 2022). Inoltre, sempre nel 2020, la Russia si occupava del 38 per cento della conversione dell'uranio (24 per cento di quello utilizzato in Europa secondo una stima Euratom) e del 45 per cento dell'arricchimento (25 per cento di quello utilizzato in Europa secondo una stima Euratom). La maggior parte dell'uranio lavorato dalla Russia viene dal Kazakistan. Complessivamente, nel 2024 l'UE ha importato circa 700 milioni di euro tra uranio grezzo, arricchito e combustibile nucleare dalla Russia. La dipendenza della UE da attori esterni è particolarmente acuta in due delle quattro fasi del ciclo del combustibile (uranio grezzo e preparazione delle barre), con una presenza significativa esclusivamente nella fase dell'arricchimento (Lapenko et al., 2025).

Alcuni dei nuovi reattori di piccole dimensioni (cfr. il riquadro “Le tecnologie scelte: SMR e AMR”) potrebbero portare vantaggi in termini di approvvigionamento del combustibile, altri potrebbero portare degli svantaggi. Delle 56 tecnologie disponibili o concretamente in progettazione analizzate dalla NEA, circa 10 riciclerebbero combustibile già utilizzato. Secondo una stima della Newcleo (società italo-francese responsabile del progetto AMR noto come “LFR-AS-200”), l'uranio già utilizzato dalla Francia, se riciclato, potrebbe coprire i bisogni energetici del paese per i prossimi 2.000 anni (Buono, 2024). Tuttavia, il 50 per cento delle tecnologie analizzate utilizzerebbe uranio HALEU

⁵³ I reattori ad acqua pesante, come il design canadese “CANDU”, possono usare direttamente l'uranio “grezzo” nei propri processi. I reattori ad acqua bollente (BWR) o pressurizzata (PWR) che rappresentano il 90 per cento della potenza installata, necessitano invece di uranio arricchito, ovvero, con una maggior concentrazione dell'isotopo U235 rispetto a quanto disponibile in natura. A questo processo, che prevede l'uso di centrifughe, segue la preparazione delle barre di combustibile che vengono poi assemblate nel reattore. Al termine dell'uso del combustibile, le barre contengono ancora tantissimo uranio che, attraverso un processo di riciclo (*re-processing*) può essere recuperato e trasformato in nuovo combustibile. Per maggiori informazioni: *Nuclear fuel cycle*, *World nuclear news*, sito visionato il 13 febbraio 2024 ([link](#)).

⁵⁴ Più nel dettaglio i tre passaggi di lavorazione consistono in:

- 1) un processo di **conversione** da ossido di uranio a esafluoruro di uranio;
- 2) l'aumento della quota dell'isotopo U235 rispetto a quanto normalmente rilevato in natura (c.d. **arricchimento**);
- 3) la **creazione** delle barre di combustibile.

⁵⁵ Nuclear Fuel and its Fabrication, *World nuclear news*, , sito visionato il 22 maggio 2025, ([link](#)).

(*high-assay low-enriched uranium*), con livelli di arricchimento tra il 5 e il 20 per cento⁵⁶. Questo tipo di combustibile nel 2023 non era commercializzato nei paesi OECD e la sua produzione è concentrata in Cina e Russia; in alcuni progetti la sua mancanza di disponibilità ha già comportato ritardi (NEA, 2024). Alcuni paesi tuttavia (ad esempio gli Stati Uniti) ne stanno incrementando la capacità di produzione (IEA, 2025).

Nel nostro Paese non esistono attualmente miniere di uranio attive né risultano riserve accertate⁵⁷. Non sono inoltre più attivi impianti per l'arricchimento, processamento e creazione delle barre di combustibile. Conseguentemente, l'Italia dovrebbe avviare attività di esplorazione e produzione al di fuori dei propri confini, sviluppare la filiera di produzione del combustibile oppure importarlo del tutto dall'estero.

4.3. Contributo alla decarbonizzazione

Secondo i dati ISPRA, nel 2022 le emissioni di GHG nazionali erano pari a 413 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (circa lo 0,7 per cento delle emissioni globali)⁵⁸. L'82 per cento di tali emissioni era dovuto agli usi energetici. Secondo la stima provvisoria dell'Istat, nel 2023 le emissioni di GHG si sono ridotte del 5,3 per cento rispetto all'anno precedente.

Gli obiettivi del *Green Deal* Europeo sono di ridurre le emissioni di gas serra della UE al 2030 del 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 e raggiungere la neutralità climatica nel 2050. Visto il peso che il settore energetico ha sulle emissioni, esso gioca un ruolo fondamentale nel raggiungimento di tali obiettivi. Anche per questo la sua decarbonizzazione è stata il perno fondamentale delle riforme in Europa negli ultimi anni.

Il nucleare può giocare un ruolo significativo nel raggiungimento della neutralità carbonica poiché genera emissioni inferiori di due ordini di grandezza (IPCC 2018; UNECE 2022; fig. 6) rispetto alle fonti fossili ma, a differenza delle fonti energetiche rinnovabili (FER), che sono intermittenti, assicura alla rete elettrica un carico di base (*baseload*). A livello mondiale tra il 1971 e il 2023 la produzione di energia da fonte nucleare, pur rappresentando meno del 10 per cento della produzione di elettricità, ha evitato l'emissione di 72 Gt di CO₂ (IEA, 2025). Oggi i reattori a disposizione evitano le emissioni di 1,5 Gt di CO₂ ogni anno, circa il 3 per cento delle emissioni complessive di gas serra. Peraltro, un maggior ricorso al nucleare (come alle FER) avrebbe un vantaggio indiretto comportando la riduzione del commercio marittimo, responsabile del 3 per cento delle emissioni globali e dedicato, per un terzo della sua capacità, al trasporto di combustibili fossili (UNCTAD, 2024)⁵⁹.

Emissioni per fonte energetica

⁵⁶ Si alimentano esclusivamente con l'uranio HALEU: 13 delle tecnologie sviluppate negli Stati Uniti o in Canada, 4 in Europa, 3 in Asia, 4 in Russia, 2 in Africa.

⁵⁷ A partire dal 1954 si ebbero diversi tentativi di prospezioni geominerarie su tutto il territorio nazionale, in particolare sulle Alpi e sulle Prealpi, con la ricerca di uranio e torio. Queste ricerche, condotte dal Comitato nazionale per l'energia nucleare (CNEN), già Comitato nazionale per le ricerche nucleari (CNRN), insieme alla Montecatini e all'ENI, sollevarono anche alcune obiezioni da parte del Governo statunitense, fornitore dell'uranio utilizzato nelle centrali in esercizio e preoccupato di un possibile uso a fini militari. Le ricerche si concentrarono nei siti di Novazza (BG) e Val Vedello (BS), geograficamente poco distanti, ma l'avvio delle attività estrattive fu spesso ostacolato dalle opposizioni locali e poi definitivamente abbandonato dopo il Referendum del 1987. D'altra parte, le riserve stimate all'epoca, circa 1.000 tonnellate, sarebbero state appena sufficienti per pochi anni di attività per il parco nucleare esistente (Candela, 2023).

⁵⁸ Da questa stima sono escluse le emissioni del settore per l'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura (LULUCF).

⁵⁹ Per produrre un MWh sono necessari circa 517 kg di carbone, 210 m³ di gas naturale oppure 24 g di uranio naturale.

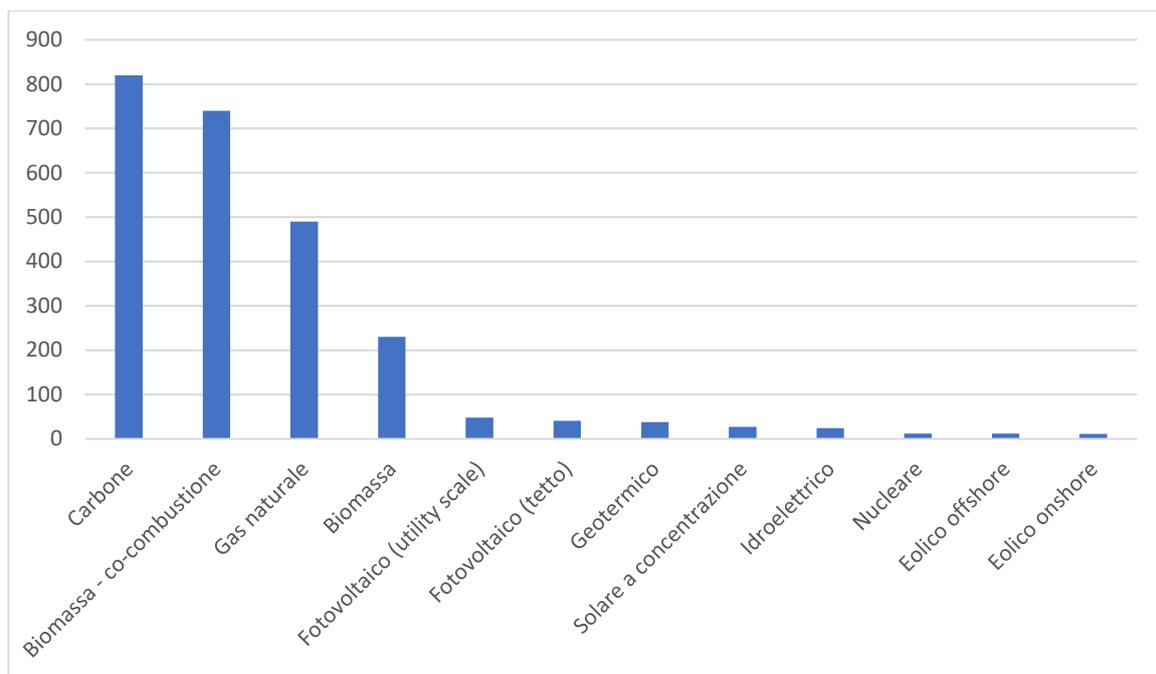


Fig. 6: il grafico riporta le emissioni di gas serra (gCO₂eq per kWh prodotto) per diverse fonti energetiche. Fonte: *Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC (2018)*.

Secondo le stime presentate nel PNIEC (2024), in uno scenario che vede una maggiore penetrazione delle rinnovabili nel sistema, l'utilizzo del nucleare permetterebbe di ridurre l'affiancamento delle FER con altre fonti flessibili a maggiore impronta carbonica, per le quali sarebbe necessario compensare le emissioni. A titolo di analisi controfattuale, è interessante la stima di Errani et al. (2018) che ipotizzano cosa sarebbe successo in Italia se, dopo il referendum del 1987, si fossero mantenute operative le tre centrali operative (Caorso, Trino e Latina) fino a fine vita e si fosse completata la centrale di Montalto di Castro (in costruzione in quel momento e poi riconvertita a termoelettrico a carbone). Gli autori stimano che i 3 GW di potenza installata sarebbero stati sufficienti a ridurre l'intensità carbonica della produzione elettrica italiana del 22 per cento, evitando circa 477 MtCO₂eq di emissioni tra il 1990 e il 2016 (a fronte delle 399 MtCO₂eq prodotte dal nostro paese nel 2023). Inoltre, mostrano che il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e 2050⁶⁰ senza il nucleare nel mix energetico si otterrebbe solo al prezzo di una riduzione della stabilità della rete.

Come già menzionato, a fronte delle minori emissioni rispetto alle fonti fossili il nucleare non presenta una serie di limiti propri delle FER quali: la ridotta flessibilità, l'intermittenza, il grande consumo di suolo e, nel caso delle nuove centrali di piccole dimensioni, la localizzazione. Poiché la rete elettrica richiede il continuo mantenimento di una situazione di equilibrio tra l'energia immessa e quella prelevata, è necessario disporre di impianti flessibili e facilmente modulabili, che aumentino la produzione nei picchi di domanda e la riducano quando la domanda si contrae, oppure di sistemi di accumulo o di adattamento dei consumi alle necessità della rete.

⁶⁰ Gli obiettivi di decarbonizzazione in vigore nel 2018 e quindi considerati dagli autori del lavoro sono: 1. la chiusura delle centrali a carbone entro il 2030; 2. la riduzione delle emissioni di CO₂ dell'80 per cento al 2050 (rispetto alle emissioni del 1990). Da notare inoltre che gli autori tengono in considerazione solo la tecnologia nucleare delle grandi centrali di III generazione.

I livelli di produzione elettrica delle FER non tradizionali (in particolare solare ed eolico) dipendono dalle condizioni atmosferiche prevalenti e non sono flessibili o modulabili, né dispacciabili (ossia sono soggette a intermittenza nella produzione). Quest'ultima caratteristica implica la necessità di sviluppare ridondanze nel sistema per coprire i loro cali di produzione, installando livelli di capacità maggiori rispetto a quelli utilizzati per gran parte del tempo, inclusi impianti di *backup* (tipicamente a gas), reti intelligenti e sistemi di controllo, che accrescono i costi del sistema elettrico e ricadono sugli utenti⁶¹. La maggior penetrazione delle FER nel sistema elettrico nazionale richiede inoltre investimenti per garantire una maggiore flessibilità di quest'ultimo affinché si adatti tempestivamente ai loro eventuali cali di produzione. La necessità di investire nelle reti e nelle infrastrutture è un fenomeno globale, secondo una stima della IEA, infatti, la flessibilità oraria⁶² del sistema elettrico mondiale dovrebbe quadruplicare tra il 2020 e il 2050 nello scenario in cui si azzerano le emissioni nel 2050 (IEA, 2022).

Al termine del periodo di costruzione il nucleare potrebbe fornire alla rete elettrica il carico di base e, con opportune modifiche, la flessibilità di cui ha bisogno. Le grandi centrali nucleari già esistenti non dispongono necessariamente di tecnologie che permettono di modularne nell'immediato la produzione di elettricità. Tuttavia, con modifiche tecniche minime, gran parte dei reattori operativi possono essere adattati per farlo (IEA, 2022). La tecnica maggiormente utilizzata in Francia è il cosiddetto "*core ramping*" che prevede la riduzione del numero di neutroni utilizzati nel processo di fissione. In base a quanto riportato dalla PNNS (2025), il *core ramping* consente agli impianti nucleari francesi di variare la potenza del 10 per cento in pochi minuti e fino all'80 per cento nell'arco di qualche ora. Tuttavia, questa tecnica nel lungo termine riduce la capacità del reattore di aumentare velocemente la potenza e sottopone il combustibile a uno stress che ne riduce i tempi di utilizzo, comportando una riduzione dei costi meno che proporzionale alla riduzione dell'energia prodotta (NICE Future, 2020). Inoltre, permangono dubbi sulla applicabilità di tale tecnica dato che in Francia continua ad operare un consistente parco di cicli combinati che lavora per un numero ridotto di ore, necessario per garantire la stabilità del sistema⁶³.

Trattandosi di una fonte di energia termica al nucleare si possono applicare molte delle strategie che rendono flessibili gli impianti di energia termica. Una strategia utilizzata da questo tipo di impianti è la deviazione (parziale o totale) del vapore che viene prodotto prima che questo raggiunga le turbine che consentono di utilizzarlo per la produzione elettrica. Se applicato al nucleare, questo approccio consentirebbe di modulare la produzione tempestivamente, ma richiederebbe di usare il vapore in eccesso per altre applicazioni *off-grid* affinché non vada sprecato (NICE Future, 2020). Gli AMR in fase di progettazione presentano un range di temperature più ampio rispetto alle tecnologie "tradizionali", ampliando il ventaglio di usi alternativi a quello della produzione elettrica e contribuendo

⁶¹ Un altro potenziale problema delle FER è la ridotta quantità di inerzia. Le turbine delle centrali elettriche generano elettricità ed inerzia che, nel suo complesso, contribuisce alla stabilità della frequenza di rete. Le FER, in particolare il solare, non offrono questo contributo e, all'aumentare del grado di penetrazione, viene meno un importante contributo alla stabilità del sistema. L'inerzia può essere "mimata" dotando gli impianti rinnovabili di adeguate tecnologie (es. inverter c.d. "*grid forming*") che, anziché ricevere la frequenza della rete, dispongono di un'autonoma regolazione di frequenza. Anche l'installazione di una sufficiente capacità di accumulo (es. stoccaggi elettrolitici o bacini idroelettrici di pompaggio) può contribuire alla stabilità del sistema. Il nucleare, invece, con le sue grandi turbine, offre maggior inerzia rispetto ad altre tecnologie (OIES, 2023)

⁶² La flessibilità oraria è importante soprattutto nei sistemi caratterizzati da una maggiore presenza di impianti fotovoltaici mentre per gli impianti eolici è necessaria una maggiore flessibilità di lungo periodo (nel corso delle settimane o addirittura delle stagioni).

⁶³ ["La realpolitik di Meloni dietro il tacito "no" al nucleare"](#), Staffetta quotidiana, 7 febbraio 2025.

potenzialmente alla decarbonizzazione dei settori *hard to abate* (IEA, 2025; fig. 7)⁶⁴. Tra questi un settore che potrebbe beneficiarne particolarmente potrebbe essere quello siderurgico. In Italia l'85 per cento della produzione di acciaio è costituito da acciaio secondario (CDP, 2024) prodotto utilizzando forni elettrici (questa percentuale si riduce a circa il 40 per cento per gli altri paesi europei) i quali richiedono la disponibilità di energia elettrica a basso costo e a basse emissioni nell'arco di tutta la giornata (PNNS, 2025).

Le dimensioni ridotte dei nuovi reattori, inoltre, offrono una maggiore flessibilità nella localizzazione degli stessi prestandoli ad ulteriori utilizzi *off-grid*⁶⁵. La localizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica da FER dipende invece strettamente dalla disponibilità delle risorse naturali necessarie ad alimentarli (questo è vero soprattutto nel caso dell'eolico, vedi Alpino et al., 2025). I numerosi utilizzi alternativi alla produzione elettrica e il fatto che la centrale sia composta da più moduli indipendenti tra loro offrirebbero alla rete la flessibilità di cui ha bisogno (IEA, 2022).

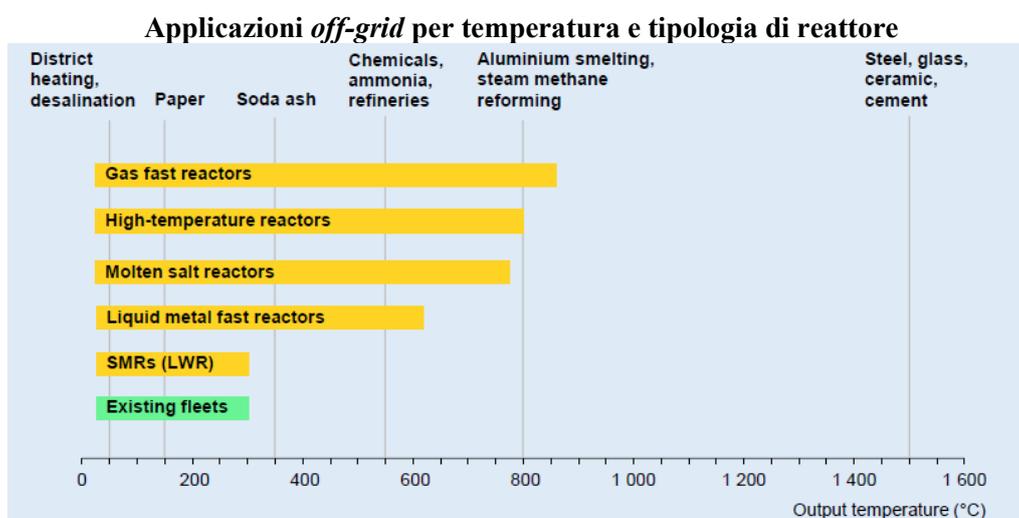


Fig. 7: Il grafico riporta per tipologia di reattore e *range* di temperatura raggiungibile, le possibili applicazioni *off-grid* (c.d. *combined heat and power*) della produzione energetica da fonte nucleare. Fonte: IEA (2025).

Il nucleare è la fonte energetica che comporta il minor uso del suolo (UNECE, 2022). Lungo l'intero *life-cycle* richiede in media 0,52-1,02 m²/anno per MWh, contro 0,6-1,2 m²/anno per l'eolico *on-shore*, tra i 7,6 e i 40 m²/anno per il solare fotovoltaico a terra e tra 1,1 e 21,7 m²/anno per il solare fotovoltaico installato sul tetto. Secondo una stima della PNNS (2025), inoltre, a parità di energia elettrica prodotta, e tenendo conto dei fattori di utilizzazione⁶⁶, il suolo impiegato da un impianto eolico

⁶⁴ I reattori basati sulla tecnologia LWR, infatti, raggiungono la temperatura massima di 150° C. Gli AMR in progettazione dovrebbero raggiungere temperature che vanno dai 100° agli 850°C (NEA, 2024). Alcuni esempi di utilizzi alternativi sono: la sostituzione delle fonti fossili nei sistemi di riscaldamento basati sulla cogenerazione, la produzione di idrogeno, l'uso commerciale nelle industrie chimica, siderurgica, di produzione dell'ammoniaca, di produzione di carburanti sintetici basati sull'idrogeno (IEA, 2022).

⁶⁵ Si pensi alle miniere o agli impianti isolati dalla rete per i quali sono attualmente necessari sistemi *diesel* (che costano e inquinano). In alternativa, alcuni dei reattori in progettazione e uno dei reattori di nuova tecnologia in funzione sono progettati specificatamente per essere costruiti su nave o per produrre l'idrogeno direttamente dove verrebbe utilizzato (cosa che ridurrebbe gli alti costi di trasporto e distribuzione dello stesso; IEA, 2022).

⁶⁶ Pari a 90 per cento per il nucleare in linea con i dati IAEA (2024); al 20 per cento per l'eolico on-shore e al 13 per cento per il fotovoltaico, in linea con i dati medi rilevati in Italia da Terna.

on-shore o un impianto fotovoltaico risulterebbero, rispettivamente, 450 e 1.560 volte quello impiegato da impianto nucleare.

Secondo le valutazioni dell'IEA (2022) globalmente raggiungere il livello di zero emissioni al 2050 in uno scenario in cui il nucleare è scarsamente utilizzato⁶⁷ comporterebbe costi complessivi più elevati, un maggior utilizzo di minerali critici sia per gli impianti sia per le infrastrutture e un maggior peso dei prezzi del carbone e del gas sulle bollette dei consumatori finali.

Focalizzandosi sul piano nazionale, secondo le stime della PNNS, riportata nel PNIEC (2024), l'utilizzo di una quota di nucleare per la produzione di energia elettrica ridurrebbe di 17 miliardi di euro il costo del raggiungimento dell'obiettivo di zero emissioni nette al 2050.

La visione dell'Europa

Nella visione dell'Europa il nucleare (almeno a determinate condizioni) rientra tra le fonti energetiche che possono contribuire alla transizione. L'Unione Europea ha infatti recentemente riconosciuto l'importante ruolo che il nucleare potrebbe svolgere nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Tale riconoscimento potrebbe favorire la diffusione di questa fonte energetica.

Nell'ambito del raggiungimento degli obiettivi delineati nel *Green Deal*, l'Unione ha creato la "Tassonomia UE", un sistema di classificazione comune per la definizione delle attività economiche "sostenibili". Il sistema vuole fornire delle linee guida chiare a imprese e investitori, permettendo loro di individuare le attività che contribuiscono alla transizione verde. Il Regolamento UE che introduceva la Tassonomia è entrato in vigore a luglio 2020. A dicembre 2021 è uscito il primo Atto Delegato che definiva le attività economiche sostenibili compatibili con i primi due obiettivi (mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici) e i relativi criteri di vaglio tecnico (*technical screening criteria* – TSC) necessari per verificare l'allineamento alla Tassonomia. Al primo ne sono seguiti altri tre. Con il *Complementary Climate Delegated Act*, pubblicato il 15 luglio 2022, alcune attività legate alla produzione dell'energia da fonte nucleare sono state inserite tra quelle considerate "sostenibili" nella Tassonomia UE e, in particolare:

- la ricerca, lo sviluppo, i test e la realizzazione di impianti nucleari basati su tecnologie avanzate⁶⁸;
- la costruzione e l'esercizio di nuove centrali nucleari (fino al 2045)⁶⁹;
- la produzione di energia elettrica da fonte nucleare utilizzando gli impianti esistenti (fino al 2040)⁷⁰;

Tutte queste attività presentano dei criteri di vaglio tecnico piuttosto stringenti. Tra le altre cose, al momento dell'approvazione dei progetti, nello Stato membro dove si trova o sarà situato l'impianto devono valere le seguenti condizioni: deve essere già operativo un fondo per la gestione dei rifiuti e del

⁶⁷ Lo scenario così definito prevede che in Occidente non vengano estesi i tempi di funzionamento delle centrali e non vengano avviati nuovi progetti e che nei Paesi emergenti il tasso medio di costruzione del nucleare rimanga pari a quello osservato negli anni tra il 2016 e il 2020. Prevede inoltre che siano disponibili le tecnologie ad oggi più mature (anche gli SMR).

⁶⁸ Regolamento delegato 2022/1214, allegato I, punto "4.26. Fasi pre-commerciali delle tecnologie avanzate di produzione di energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile" ([link](#)).

⁶⁹ Regolamento delegato 2022/1214, allegato I, punto "4.27. Costruzione ed esercizio sicuro di nuove centrali nucleari per la generazione di energia elettrica o di calore, anche ai fini della produzione di idrogeno, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili" ([link](#)).

⁷⁰ Regolamento delegato 2022/1214, allegato I, punto "4.28. Produzione di energia elettrica a partire dall'energia nucleare in impianti esistenti" ([link](#)).

decommissioning; deve essere in funzione un impianto per il deposito finale dei rifiuti con livello di radioattività molto basso, basso e intermedio; deve esistere un piano dettagliato suddiviso in fasi, affinché si abbia nel 2050 un impianto di smaltimento di rifiuti radioattivi ad alta attività (per maggiori dettagli sulle tipologie di rifiuti radioattivi cfr. 5). Inoltre, la Tassonomia descrive una serie di criteri riguardanti le emissioni, l'inquinamento e l'utilizzo sostenibile delle acque, secondo il principio “*Do No Significant Harm*” che ne è alla base. Il 12 febbraio 2025 la Commissione Europea ha presentato un programma sul lavoro che svolgerà nel corso dell'anno, in cui dichiarava, tra le altre cose, che avrebbe semplificato la Tassonomia. Al momento non è tuttavia possibile dire se e in che modo la revisione riguarderà la tecnologia nucleare⁷¹.

A marzo 2023, nell'ambito del “*Green Deal Industrial Plan*”, la Commissione Europea ha presentato il “*Net-Zero Industry Act*”, che introduce una serie di vantaggi per l'industria manifatturiera che produce tecnologie a impatto zero o loro componenti. Lo scopo è quello di aumentarne la scala di produzione europea per raggiungere almeno il 40 per cento di produzione interna nel 2030. Nell'elenco di tecnologie che beneficeranno dell'atto rientrano anche quelle per la produzione di energia nucleare (incluse quelle riguardanti il ciclo di lavorazione dell'uranio).

5. Aspetti critici del ricorso all'energia elettronucleare

Vi sono alcuni aspetti problematici della reintroduzione del nucleare in Italia, legati all'impatto sull'ambiente, al finanziamento del nucleare e alla potenziale opposizione da parte dell'opinione pubblica.

Gestione delle scorie e uso dell'acqua

Un primo aspetto cruciale è la gestione delle scorie prodotte dall'esercizio degli impianti. La classificazione dei rifiuti radioattivi provenienti dalla produzione di energia elettrica, da altri processi industriali o da applicazioni medicali, è basata sui livelli di radioattività e tempi di decadimento ed è composta da 6 gruppi principali, definiti dall'IAEA (2009)⁷². Nei primi quattro gruppi rientrano i rifiuti a bassa radioattività/tempi di decadimento rapidi (EW, VSLW, VLLW e LLW), che rappresentano il 92 per cento del totale dei volumi nel mondo. I rifiuti intermedi (ILW), e quelli ad alta radioattività (HLW), rappresentano l'8 per cento dei volumi, di cui appena lo 0,13 per cento per i HLW, che però contribuiscono al 95 per cento della radioattività (IAEA, 2022).

In Italia alla fine del 2023 erano stati inventariati da Sogin e Nucleco, le società deputate alla gestione del *decommissioning* degli impianti chiusi e delle scorie nel paese, 20.346 m³ di rifiuti radioattivi, di cui l'88 per cento ad attività molto bassa/bassa e il 12 per cento a media attività. Tali scorie non comprendevano solo quelle derivanti dall'attività di produzione di energia da fonte nucleare ma anche i rifiuti sanitari, industriali e prodotti da attività di ricerca. Non erano presenti invece rifiuti ad alta attività (Sogin, 2024). Tuttavia, in futuro rientreranno in Italia residui del processo di riprocessamento di 938 tonnellate di combustibile nucleare irraggiato consistenti in 35,86 m³ di rifiuti ad alta attività e circa 47,58 m³ a media attività (al netto dei contenitori di trasporto e stoccaggio) da Francia e Regno Unito (PNNS, 2025). Al momento l'Italia non dispone di luoghi dove conservare rifiuti ad alta attività, i quali richiedono depositi di stoccaggio geologicamente stabili a centinaia di metri di profondità (IEA 2009). Alcune delle nuove tecnologie in progettazione (cfr. il riquadro “Le tecnologie

⁷¹ European Commission, “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions, Commission work programme 2025. Moving forward together: A Bolder, Simpler, Faster Union”.

⁷² Per una descrizione dettagliata, confronta Appendice C, “*Decommissioning* e gestione delle scorie” di Faiella e Lavecchia (2012)

scelte: SMR e AMR”) prevedono strategie innovative per il riciclo dei rifiuti radioattivi, che ne riducono la tossicità. D’altro canto, altre potrebbero generarne nuove tipologie che richiederanno la riprogettazione dei sistemi di stoccaggio (NEA, 2024).

Un altro aspetto particolarmente rilevante, anche alla luce dei cambiamenti climatici in atto che riducono la disponibilità delle risorse idriche, è quello del consumo d’acqua. Per garantire sia la sicurezza degli impianti, sia la produzione del vapore necessario a generare elettricità, la maggior parte degli impianti nucleari in circolazione usa acqua purificata⁷³ come moderatore e come agente di raffreddamento (*coolant*)⁷⁴. A livello mondiale, gli usi energetici nel 2021 erano responsabili del 10 per cento del totale dei consumi di acqua dolce, per un totale di 54 miliardi di metri cubi (IEA, 2023). In particolare, la produzione di elettricità era responsabile di circa un terzo di tali consumi.

Per quanto riguarda il nucleare, in Francia il 97 per cento dell’acqua prelevata viene poi reimpressa nei bacini da cui è stata presa. L’acqua effettivamente consumata (il restante 3 per cento) contribuisce ad un significativo 12-14 per cento del consumo totale d’oltralpe⁷⁵ (Arambourou et al. 2024), a fronte di una quota di elettricità domestica prodotta da fonte nucleare pari al 65 per cento. Peraltro, con l’aumento delle temperature estive, si sono già verificati casi di riduzione o blocco dell’attività di centrali nucleari francesi perché l’acqua che sarebbe stata re-immessa nei fiumi avrebbe avuto una temperatura eccessiva (inquinamento termico), superiore ai limiti di legge⁷⁶, causando danni alla flora e fauna ittica dei fiumi⁷⁷.

In sintesi il nucleare determina un impatto sull’ambiente in termini di scorie prodotte e utilizzo di risorse idriche. Data l’elevata incertezza e variabilità sulle caratteristiche delle nuove tecnologie è difficile determinare l’impatto che un’eventuale reintroduzione del nucleare, basata su di esse, potrebbe avere in questi termini.

Finanziamento

Un secondo punto dirimente per qualsiasi discussione sul ritorno al nucleare in Italia rimane quello dei metodi di finanziamento e, conseguentemente, del costo del capitale. Finanziare impianti nucleari è tra i progetti più costosi per un paese, alla pari di grandi progetti di trasporto, ma con superiori gradi di incertezza e rischio (IEA, 2025). La dimensione degli investimenti richiede uno sforzo finanziario difficilmente sostenibile esclusivamente da attori di mercato privati. Peraltro, la costruzione di impianti in un contesto di scarsità di *expertise* e *know-how* rischia di causare ritardi che verrebbero scontati dagli investitori, richiedendo un maggior rendimento per compensare il premio per il rischio (che inciderebbe sul costo del finanziamento). Infine, il rischio regolatorio che potrebbe verificarsi in mancanza di un iter autorizzativo chiaro e preciso e un *commitment* politico credibile, aumenta l’incertezza e quindi il costo del capitale⁷⁸.

⁷³ L’acqua marina può essere utilizzata solo dopo opportuni processi di demineralizzazione onde evitare la corrosione e altri processi dannosi per la sicurezza degli impianti.

⁷⁴ Esistono altri *design*, anche di prima generazione, che usano altre sostanze come moderatore o *coolant*, quale grafite, gas ad alta pressione, piombo etc. Tuttavia, i reattori ad acqua bollente (BWR) o pressurizzata (PWR) che utilizzano acqua purificata sia come *coolant* sia come moderatore, sono ad oggi predominanti.

⁷⁵ How much water do nuclear power plants consume? – 2023 edition, SFEN, 17 agosto 2023.

⁷⁶ La Direttiva Europea 2006/44/CE stabilisce lo scarto massimo di temperatura tra l’acqua presente nei fiumi e l’acqua che viene re-immessa dalla centrale, al fine di tutelare la flora e la fauna ittica.

⁷⁷ [France Cuts Nuclear Output as Heat Triggers Water Restrictions](#), Bloomberg, 13 luglio 2023

⁷⁸ Nel 2024 il 40 per cento dei reattori in costruzione presentava ritardi dovuti a fattori tecnologici, finanziari o geopolitici (ad esempio nel caso delle centrali in costruzione che facevano uso di tecnologia russa) e il 60 per cento di quelli puntuali si trovava in Cina (Schneider e Froggatt, 2024).

Ricorrere al credito bancario per finanziamenti di questo tipo è estremamente complicato. In primo luogo, l'impegno finanziario, oltre ad essere consistente e spesso soggetto a significativi aumenti imprevedibili, va oltre i normali orizzonti temporali del credito bancario alle imprese. Gli impianti nucleari standard richiedono attualmente tra i 10 e i 20 anni dall'inizio dei lavori prima di cominciare a ottenere un primo incasso, ben oltre i tempi usuali di valutazione di un finanziamento di questo tipo. Anche il ricorso alle banche multilaterali di sviluppo, come strategia di *de-risking*, in particolare per paesi in via di sviluppo, è difficilmente realizzabile, se non affiancato da finanziamenti privati (magari con la presa in carico di una quota di rischio maggiore da parte del partner pubblico) poiché il valore dell'investimento in un singolo impianto supera i prestiti annuali per finalità energetiche dell'insieme delle prime otto banche multilaterali⁷⁹.

In alternativa, le risorse potrebbero essere reperite sul mercato finanziario con emissioni di strumenti di debito ad hoc, quali *green bonds* o altri strumenti di debito sostenibili. Ad inizio 2025 risultano emessi *green bond* per complessivi USD 5 miliardi finalizzati all'estensione della vita operativa delle centrali nucleari esistenti oppure per il rifinanziamento di centrali quasi operative (IEA, 2025). In Canada questi sono stati emessi anche da alcune compagnie elettriche, mentre il Governo federale ha inserito le fonti energetiche nucleari all'interno del *Green Bond Program* dal novembre 2023⁸⁰. Anche in Francia, Finlandia e Stati Uniti i *green bonds* emessi dalle società che si occupavano degli impianti in anni recenti sono stati utilizzati per finanziare l'estensione di vita degli stessi o nuovi progetti. Nell'Unione Europea, l'introduzione del nucleare nella tassonomia delle attività sostenibili potrebbe facilitare il sostegno del mercato dei capitali continentale a tali progetti.

Tuttavia, l'attrattività di tali strumenti finanziari rimane fortemente limitata dalla rischiosità di questo tipo di investimenti, soprattutto nel caso della costruzione ex-novo di centrali. Inoltre, dati i tempi molto lunghi, è necessario prevedere, anche attraverso clausole, come gestire il rischio dell'inflazione una volta che la centrale genererà ricavi per non erodere il valore dell'investimento. Per mitigare tali rischi *ex ante*, e favorire il coinvolgimento di investitori privati, bisognerebbe, in sintesi, offrire un quadro normativo il più condiviso e stabile, così da dare maggiore certezza agli investitori e favorire la prevedibilità dei flussi di cassa, anche mediante strumenti quali *power purchase agreements* (PPA), contratti per differenze (*contract for difference* - CFD) o *regulated asset based* (RAB) *models*⁸¹.

Verosimilmente sarebbe in ogni caso necessario un coinvolgimento diretto dello Stato (con finanziamenti, sussidi, incentivi o regolamenti) o indiretto, attraverso società controllate. Queste ultime hanno un vantaggio competitivo rispetto alle società private poiché godono di una garanzia implicita che ne riduce il costo del capitale. Non a caso, nella costruzione delle centrali tradizionali, il ruolo dello Stato è prevalente⁸². Le *utilities* controllate dallo Stato, in particolare, contribuiscono significativamente agli investimenti nell'energia nucleare nei paesi in via di sviluppo, nelle economie emergenti, ma anche nelle economie avanzate (cfr. fig. 8; IEA, 2025).

Tale ruolo si esplicita, generalmente, come partecipazione al capitale (*equity*), lasciando comunque uno spazio ai finanziamenti privati soprattutto nelle economie avanzate o nei progetti di

⁷⁹ Il finanziamento della World Bank nel 1959 per la costruzione della centrale di Garigliano, in Italia, rappresenta il primo e, finora, unico progetto di costruzione di una centrale nucleare finanziato dalla stessa (cfr. paragrafo 2 e Rigano, 2013).

⁸⁰ [Opinion: Financing the future of clean energy—Green bonds in the nuclear sector](#), Nuclear newswire, 4 ottobre 2024.

⁸¹ In un contratto per differenza, il costruttore operatore dell'impianto percepisce dallo Stato la differenza tra lo *strike price* e il prezzo all'ingrosso dell'elettricità (se positiva); in alternativa, qualora il prezzo all'ingrosso sia superiore allo *strike price*, versa tale differenza all'Erario. Nel caso del *regulated asset base* (RAB) model l'autorità di regolazione remunera una stima dell'investimento "efficiente" mediante tariffa per un certo numero di anni.

⁸² L'estensione di vita di realtà esistenti invece è più facile da finanziare con reperimento di risorse sul mercato.

estensione della vita di impianti già esistenti (per i quali è possibile raccogliere risorse mediante emissioni specifiche, ad esempio, di *green/transition bond*).

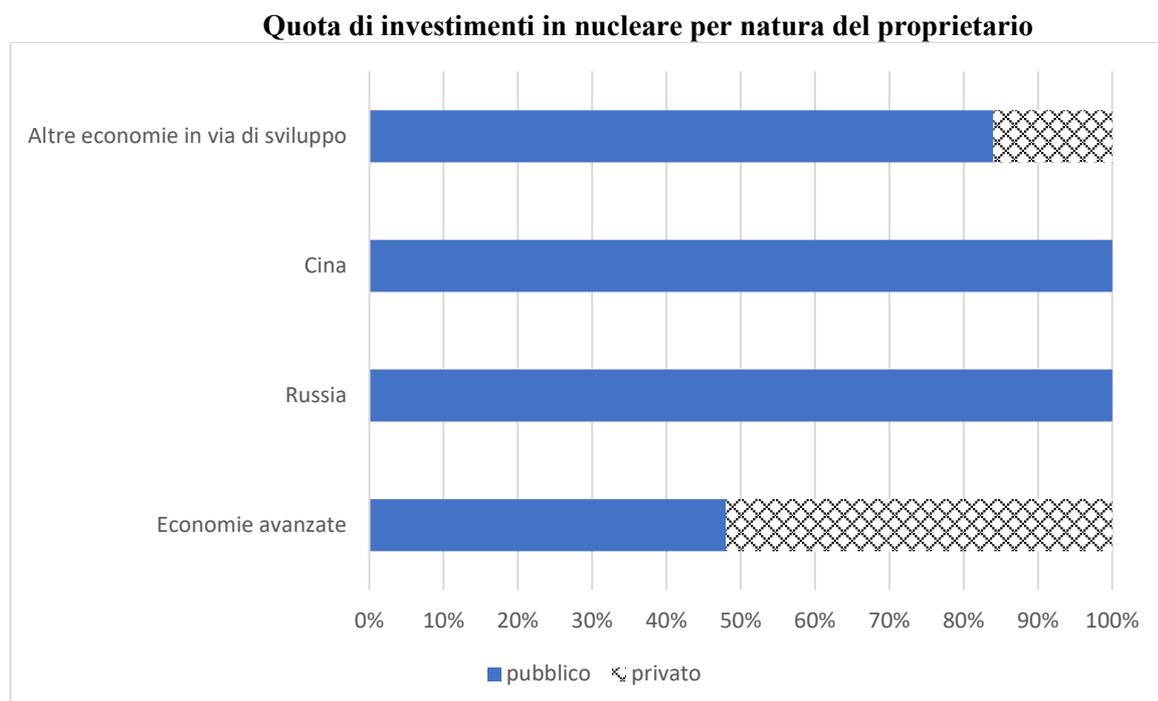


Fig. 8: Quota di investimenti in nucleare per tipo di compagnia e regione. I dati si riferiscono al 2023. Le economie avanzate comprendono: Francia, Slovacchia, Ungheria, Finlandia, Belgio, Bulgaria, Repubblica Ceca, Slovenia, Svizzera, Corea del Sud, Svezia, Spagna, Romania, Stati Uniti, Gran Bretagna, Canada, Giappone, Messico, Paesi Bassi. Poiché tra le economie avanzate si annoverano gli Stati Uniti, in Europa la quota di investimenti da parte del pubblico è verosimilmente più alta di quella qui rappresentata. “Altre economie in via di sviluppo” comprende: Ucraina, Bielorussia, Armenia, Emirati Arabi Uniti, Pakistan, Argentina, Taiwan, Sudafrica, India, Brasile e Iran. Fonte: IEA (2025)

I costi più bassi e i tempi di costruzione più contenuti degli impianti basati sulle nuove tecnologie modulari potrebbero rendere i progetti di investimento più accessibili, ampliando il ventaglio dei potenziali investitori e riducendo la necessità di un intervento pubblico (IEA, 2022).

Più in generale, l’introduzione delle nuove tecnologie di piccole dimensioni, come gli SMR, potrebbe in parte mitigare gli alti costi e soprattutto ridurre il grado di incertezza e rischio. Una riduzione dei costi dovrebbe derivare dal fatto che i reattori sono progettati per la produzione in serie, in cui il design del primo prototipo viene utilizzato per la costruzione dei successivi, così da sfruttare economie di apprendimento (in maniera simile all’esperienza francese del *Plan Messmer*). Un’ulteriore riduzione dei costi, nelle centrali composte da molteplici moduli di piccole dimensioni, potrebbe derivare dalla possibilità di attivare la produzione di elettricità già quando termina la costruzione del primo modulo. Questo ridurrebbe i tempi tra l’inizio della costruzione e l’arrivo dei primi ricavi (come si è visto tempi particolarmente lunghi nel caso delle centrali nucleari tradizionali), consentendo così tempi di ritorno dell’investimento più compatibili con le prassi degli investitori istituzionali e del settore bancario. Inoltre, darebbe la possibilità di utilizzare gli stessi ricavi per finanziare la costruzione dei moduli successivi, con una riduzione dei costi di capitale. Tuttavia, la letteratura scientifica non ha una posizione univoca nel riconoscere i vantaggi sovra-elencati alle nuove tecnologie né nel valutarne l’impatto sui costi, soprattutto in termini di compensazione delle diseconomie di scala legate alla minore potenza degli impianti (Mignacca e Locatelli, 2020). Ad esempio, la realizzazione di una produzione in serie sufficiente a compensare le diseconomie di scala si potrà concretizzare solo in presenza di un

mercato abbastanza grande da assorbirne l'ampia produzione (NEA, 2025). Un'ulteriore riduzione dei costi potrebbe derivare dal maggiore utilizzo di sistemi di sicurezza passivi e dalla possibilità di realizzare una sorta di *brownfield investments*⁸³ (IEA, 2022).

Opposizione dell'opinione pubblica

Un terzo punto che potrebbe comportare un ostacolo al ritorno del nucleare in Italia è l'opposizione a questa fonte energetica da parte dell'opinione pubblica. Nel corso della storia ben due volte il programma energetico nucleare italiano è stato interrotto da referendum (cfr. sezione 2). Peraltro, anche nell'ipotesi in cui la reintroduzione del nucleare venisse accettata dalla maggioranza della popolazione, l'effettiva costruzione delle centrali potrebbe essere ostacolata da forme di opposizione locale (c.d. Not-In-My-Back-Yard, NIMBY). Secondo un sondaggio dell'Eurobarometer condotto durante il mese di novembre del 2022, il 55 per cento degli italiani riteneva che, a fronte della guerra in Ucraina i paesi europei dovessero accelerare gli investimenti in energia nucleare (tale percentuale saliva a 86 per cento nel caso in cui si considerassero gli investimenti in rinnovabili; Eurobarometer, 2022). In un sondaggio più recente dell'Eurobarometer, condotto tra aprile e maggio 2024, il 32 per cento degli italiani riteneva che per raggiungere la neutralità carbonica nel 2050 bisognasse usare prioritariamente il nucleare (una percentuale in linea con la media europea, ma nettamente minore rispetto a quella delle soluzioni alternative; Eurobarometer, 2024)⁸⁴. In un sondaggio uscito ad aprile 2024 e condotto dalla società SWG, se venisse indetto un referendum consultivo per la reintroduzione del nucleare in Italia il 51 per cento degli intervistati voterebbe a favore (di cui il 24 per cento "sicuramente") e il 26 per cento voterebbe contro⁸⁵. Secondo un sondaggio condotto da Ipsos per conto di Legambiente nel novembre 2024, il 43 per cento degli intervistati era contro il nucleare mentre il 38 per cento riteneva che andrebbe valutato se ci fosse una tecnologia più sicura di quella attuale⁸⁶.

Dal sondaggio Ipsos si possono trarre anche alcune indicazioni sulle motivazioni che determinano la posizione pubblica italiana. La sicurezza sembra essere motivo di preoccupazione per una quota limitata della popolazione. Il 70-75 per cento (a seconda della tecnologia presa in considerazione) dei rispondenti che avevano un'opinione sul tema della sicurezza reputava le centrali sicure. Il 52 per cento dei rispondenti riteneva che i criteri di sicurezza nella gestione delle scorie fossero sufficientemente elevati. Inoltre, circa il 50 per cento dei rispondenti contrari alla costruzione di centrali era disposto a cambiare idea a fronte di benefici per la collettività o in termini di prezzi dell'elettricità o assicurazioni sui benefici ambientali (rispetto alle altre fonti energetiche) in termini di consumo del suolo e delle risorse naturali.

Parte dell'opposizione sembrerebbe derivare dal summenzionato effetto NIMBY: la percentuale di persone favorevoli a nuove centrali cresceva di circa 20 punti percentuali se queste si trovano lontano dalla propria abitazione. Un risultato in linea con il sondaggio di Legambiente.

Dal sondaggio Ipsos emerge inoltre la percezione di una carenza di informazione da parte dei cittadini. Solo poco più del 30 per cento dei rispondenti si riteneva informato sulle nuove tecnologie, la

⁸³ Si fa riferimento in particolare alla sostituzione di impianti a carbone con SMR. Questo permetterebbe di sfruttare le infrastrutture già esistenti, riducendo i costi complessivi del progetto e portando avanti il processo di decarbonizzazione. È stato stimato che negli USA questo approccio potrebbe ridurre di circa un terzo il costo di costruzione della centrale nucleare (IEA, 2025).

⁸⁴ Il 62 per cento degli intervistati riteneva si dovessero diversificare le fonti energetiche, ad esempio utilizzando le rinnovabili, il 51 per cento riteneva bisognasse ricorrere all'efficiamento energetico, il 46 per cento riteneva bisognasse elettrificare con fonti energetiche a basse emissioni.

⁸⁵ <https://primapavia.it/media/2024/04/Nucleare-italiano-per-i-cittadini-le-imprese-e-il-territorio-2024-04-15.pdf>

⁸⁶ <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2024/11/Forum-QualEnergia-sondaggio-ipsos-2024.pdf#page=21>.

sicurezza e la gestione delle scorie e il 57 per cento riteneva che vi dovrebbe essere una corretta informazione a beneficio dei cittadini.

6. Conclusioni

Il presente lavoro analizza i potenziali vantaggi e aspetti problematici di un ritorno al nucleare in Italia e delinea gli orientamenti della strategia recentemente indicata dal Governo italiano. I risultati di tale analisi confermano e aggiornano un precedente studio (Faiella e Lavecchia, 2012).

Si conferma che l'elettronucleare, in sostituzione delle fonti fossili, potrebbe svolgere un ruolo nel ridurre la volatilità del prezzo dell'elettricità (in particolare grazie alla possibilità di utilizzare forme di contratti a lungo termine), ma difficilmente avrebbe un impatto significativo nel contenimento del livello dei prezzi finali. Ciò è dovuto principalmente al modello di funzionamento del mercato elettrico, dalla struttura delle componenti tariffarie e degli oneri che contribuiscono a definire il prezzo finale dell'elettricità pagato dagli utenti.

Sul versante della dipendenza energetica gli effetti sarebbero ambigui. Se da un lato l'introduzione del nucleare in Italia potrebbe ridurre le importazioni di combustibili fossili e di energia elettrica (prevalentemente elettronucleare dalla Francia), dall'altro sarebbe necessario importare il combustibile e la tecnologia per produrre energia da questa fonte. A livello mondiale le disponibilità di uranio, incluse quelle in paesi tradizionalmente alleati (Australia e Canada), sono sufficienti anche in scenari di crescita significativa della capacità installata e non rappresenterebbero quindi una criticità. D'altra parte, le fasi del processamento, arricchimento e preparazione delle barre di combustibile sono concentrate in pochi impianti e in gran parte in paesi con un elevato rischio geopolitico (Russia *in primis*). Occorrerebbe quindi partecipare agli sforzi, già in atto, di un rafforzamento della filiera occidentale del combustibile. Per quanto riguarda la dipendenza tecnologica, negli ultimi 25 anni il primato della realizzazione degli impianti nucleari si è spostato da Europa e Nord America verso, principalmente, Cina e Russia. Anche in questo caso, bisognerebbe mettere a sistema le risorse esistenti, in termini di capitale umano e imprese, raccordarle con il sistema formativo e universitario, e avviare un dialogo con le (poche) imprese occidentali che sono ancora attive nella costruzione di centrali, per sviluppare e acquisire il necessario *know-how* e ridurre la dipendenza da paesi geo-politicamente più distanti.

Infine, si conferma il ruolo che potrebbe essere svolto dal nucleare ai fini del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione (divenuti, nel frattempo, più ambiziosi). Il nucleare, infatti, presenta da un lato i vantaggi delle rinnovabili, in termini di ridotte emissioni di gas serra *life-cycle*, e dall'altro quelli delle fonti fossili, in termini di garanzia del carico di base, flessibilità (soprattutto per quanto riguarda le nuove tecnologie modulari) e localizzazione (di nuovo nel caso di alcune nuove tecnologie modulari). Presenta inoltre vantaggi superiori a tutte le altre fonti *low carbon* in termini di consumo del suolo. Questi vantaggi sono tuttavia da confrontare con i rilevanti impatti sull'ambiente derivanti, principalmente, dal processo di gestione delle scorie. La cui valutazione, dato l'orientamento su tecnologie ancora in fase sperimentale, non risulta possibile. L'Italia, peraltro, non ha ancora avviato il (lungo) iter per la costruzione del Deposito (o dei depositi) nazionale dove conservare le scorie nucleari prodotte nel passato e quelle che saranno prodotte, a prescindere, in futuro per applicazioni industriali e medicali.

Di fronte a questi fattori, l'industria nucleare occidentale sta lentamente riprendendo slancio dopo oltre vent'anni di quasi totale inattività, ma affronta costi elevati, spesso soggetti ad aumenti significativi, oltre a consistenti ritardi nei tempi di realizzazione. Anche in Italia, dove storia nel nucleare è stata segnata da incertezza politica e opposizione pubblica culminate in ben due referendum (1987 e 2011) negli ultimi 40 anni, si torna a guardare al nucleare come possibile parte del mix energetico nazionale.

Il PNIEC (2024) prevede l'installazione di una capacità totale di nucleare pari a circa 8 GW tra il 2030 e il 2050 che dovrebbe coprire circa l'11 per cento del fabbisogno di energia elettrica al 2050 (capacità eventualmente elevabile a 16 GW di potenza). Per raggiungere tali obiettivi il Governo ha discusso, per ora in via preliminare, un provvedimento che delinea la strategia per riavviare la discussione pubblica sull'uso del nucleare.

Tale strategia sembrerebbe indirizzarsi verso le nuove tecnologie modulari o avanzate di piccole dimensioni basate sulla fissione, oltre a quelle che in futuro potrebbero derivare dalla fusione nucleare. Le prime, che ad ora presentano uno stadio di sviluppo più avanzato, potrebbero rivelarsi un elemento di novità importante a causa della riduzione dei tempi di costruzione e dei costi d'investimento, insieme alla produzione in serie e alla standardizzazione, che dovrebbe contribuire a limitare l'incertezza e abbassare i costi di finanziamento. Questo renderebbe tali investimenti più attraenti anche per il settore privato, riducendo il ruolo dello Stato. Inoltre, fattori come un minore consumo di acqua e suolo, uniti a una maggiore flessibilità d'uso, renderebbero queste tecnologie una soluzione interessante per il nostro Paese.

Tuttavia, il loro attuale grado di sviluppo non offre ancora garanzie sulla reale concretizzazione di questi benefici. Inoltre, i ritardi che hanno caratterizzato la costruzione dei pochi prototipi operativi (in Russia e Cina) o in costruzione suggeriscono di guardare con cautela ai tempi con i quali i nuovi reattori modulari saranno disponibili. Peraltro, ai tempi di costruzione dei primi prototipi bisogna aggiungere i tempi di adattamento della filiera (sia delle componenti delle centrali sia del carburante) alla produzione in serie che al momento, è bene sottolinearlo, non è stata avviata per nessuna delle tecnologie in progettazione o disponibili (NEA, 2024). Infine, occorre considerare i tempi di adattamento delle tecnologie ai criteri di sicurezza che verranno definiti in Italia (criteri che potrebbero anche ostacolare la produzione in serie qualora non fossero in linea con quelli adottati negli altri paesi dove la tecnologia verrà installata). Tutti questi fattori suggeriscono che uno scenario che vede l'installazione delle nuove tecnologie nucleari in Italia già nel prossimo decennio potrebbe essere eccessivamente ottimistico.

Di fronte a queste incertezze, è necessario adottare un approccio prudente nel considerare il ruolo che la reintroduzione del nucleare potrebbe avere nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Governo, valutando e preparando anche strategie alternative. In questo senso l'ampliamento del dibattito sulle opzioni disponibili, stimolato dalle recenti iniziative governative — e aperto anche a tecnologie ancora in fase di sviluppo — offre potenziali vantaggi a condizione che non ostacoli né rallenti il progresso di altre strategie per la diversificazione del mix energetico, in particolare l'espansione delle fonti rinnovabili. Va riconosciuto infine che, quale che sia la soluzione tecnica, difficilmente la creazione di nuovi impianti nucleari potrà esimersi da una compartecipazione del pubblico, o come investitore diretto, con finanziamenti o sussidi, oppure indirettamente, mediante società partecipate.

Bibliografia

- ACER (2025): “Key developments in European electricity and gas markets”, 17 marzo 2025.
- Alpino, M. e L. Brugnara e M. G. Cassinis e L. Citino e F. David e A. Frigo e G. Papini e P. Recchia e L. Sessa (2025): “Il recente sviluppo delle energie rinnovabili in Italia” in *Questioni di Economia e Finanza*, No. 908.
- Arambourou, H. e S. Ferrière e M. Oliu-Barton (2024): “Prélèvements et consommations d’eau: quels enjeux et usages?”, *La note d’analyse*, France Stratégie, aprile 2024, n.136.
- Baracca, A. e S. Craparo e R. Livi e S. Ruffo (2017): “The role of physics students at the University of Florence in the early Italian anti-nuclear movements (1975-1987)”, in Bini, E. e I. Londero (Eds.): “Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War”, *EUT. Edizioni Università di Trieste*.
- Bini, E. (2017): “Atoms for peace (and war): US forms of influence on Italy's civilian nuclear programs (1946-1964)”, in Bini, E. e I. Londero (Eds.): “Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War”, *EUT. Edizioni Università di Trieste*.
- Bini, E. e I. Londero (2017): “Introduction”, in Bini, E. e I. Londero (Eds.): “Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War”, *EUT. Edizioni Università di Trieste*.
- Boarin, S. e M. E. Ricotti (2014): “An Evaluation of SMR Economic Attractiveness” in *Science and Technology of Nuclear Installations*, 2014 (1).
- Buono, S. (2024): “Nuclear as an energy pillar for the sustainable future of Europe”.
- Candela, A. (2023): “L’uranio in Italia: dalle prime ricerche geominerarie alla controversa miniera di Novazza” in *Scientia*, vol. I, n. 1.
- CDP (2024): “La siderurgia italiana tra sfide nazionali ed europee: quali prospettive di sviluppo?”, CDP Brief.
- Cour des comptes (2025): “Synthèse du Rapport ‘La filière EPR: une dynamique nouvelle, des risques persistants’ ”.
- Curli, B. (2020), “Il progetto nucleare italiano (1952-1964). Conversazioni con Felice Ippolito”, Rubettino editore, Soveria Mannelli.
- De Paoli, L. (2025): “Convenienza e finanziabilità del nucleare nei mercati elettrici liberalizzati” in *Energia*, 1, 2025.
- Di Nucci, M. R. (2006): “The Nuclear Power Option in the Italian Energy Policy” in *Energy & Environment*, 17 (3), pp. 341-357.
- Dodaro, A. e M. Tarantino (2023): “Il nucleare di nuova generazione” in *FOCUS ENEA: Energia, ambiente e innovazione*, n. 3/2023.
- DOE (2024), “Pathways to commercial liftoff: advanced nuclear”, Department of energy, United States Government.
- Errani, P. e P. Totaro e E. Brandmayr (2018): “Nuclear Power In Italy: Lost And Potential Role In Decarbonizing The Electric System”, in *Proceedings of the 12th International Conference of the Croatian Nuclear Society, Zadar, Croatia, 3-6 June*, No. 162.

- Eurobarometer (2022): “EU’s response to the energy challenges” in *Flash Eurobarometer 514*.
- Eurobarometer (2024): “Europeans’ attitudes towards EU energy policy” in *Special Eurobarometer 555*.
- Faiella, I. e L. Lavecchia (2012): “Costi e benefici del rilancio dell’energia nucleare in Italia” in *Questioni di Economia e Finanza*, No. 114.
- Garbil, R. (2020): “Euratom success stories in facilitating pan-European education and training collaborative efforts” in *European Physical Journal, Nuclear Sciences & Technologies*, 6 (46).
- Gasparella A. e D. Koolen e A. Zucker (2023): “The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets”, European Commission, Petten, JRC134300.
- Governo francese (2024): “Stratégie française pour l’énergie et le climat”, novembre.
- Haas, R. e S. Thomas e A. Ajanovic (2019): “The Historical Development of the Costs of Nuclear Power” in Eds. Haas, R. e L. Mez e A. Ajanovic: “The Technological and Economic Future of Nuclear Power”, *Energy Policy and Climate Protection*, Springer.
- IAEA (2009): “Classification of Radioactive Waste” in *General Safety Guides*, www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1419_web.pdf.
- IAEA (2022): “Status and Trends in Spent Fuel and Radioactive Waste Management” in *IAEA Nuclear Energy Series*, No. NW-T-1.14 (Rev. 1), https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB1963_web.pdf
- IAEA, NEA (2023): “Uranium 2022: Resources, Production and Demand”, OECD.
- IAEA (2024): “Nuclear Technology Review, 2024”.
- IEA (2022): “Nuclear Power and Secure Energy Transitions”.
- IEA (2024): “World Energy Investment 2024”.
- IEA (2025): “The Path to a New Era for Nuclear Energy”, gennaio 2025.
- IPCC (2018): “[Technology-specific Cost and Performance Parameters](#)” in *Annex III of Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*, Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2014).
- Jarvis, S. e O. Deschenes e A. Jha (2022): “The Private and External Costs of Germany’s Nuclear Phase-Out” in *Journal of the European Economic Association*, vol. 20 (3), pp. 1311-1346.
- Lapenko O. et al (2025): “[Ending European Union imports of Russian uranium](#)”, Bruegel, 11 april 2025.
- Lavista, F. (2017): “Political Uncertainty and Technological Development: the Controversial Case of AGIP Nucleare (1956-1962)”, in Bini, E. and I. Londero (Eds.): “Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War”, *EUT. Edizioni Università di Trieste*.
- LAZARD (2024): “LCOE+ - Levelized cost of energy +”, June 2024 ([link](#)).
- Lo Schiavo L. (2023): “La proposta Arera di trasferimento alla fiscalità generale degli oneri di sistema che gravano sulle bollette elettriche e del gas”, *intervento al Convegno nazionale IRCAF del 29 novembre 2023*.

Lombardo, G. (2000): “L’Istituto Mobiliare Italiano. II. Centralità per la ricostruzione: 1945-1954”. *Ed il Mulino, Roma*.

Lovering, J.R. e A. Yip e T. Nordhaus (2016): “Historical construction costs of global nuclear power reactors”, *Energy Policy*, 91: 371-382.

Makarin, A. e N. Qian e S. Wang (mimeo): “The Political Economic Determinants of Nuclear Power: Evidence from Chernobyl”.

Mignacca, B. e G. Locatelli (2020): “Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda” in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 118.

Moncada Lo Giudice, G. e F. Asdrubali (2010): “Fattore N. Tutto quello che c’è da sapere sull’energia nucleare”, *Armando Editore*.

NEA (2023): “Uranium Resources, Production and Demand (Red Book)”.

NEA (2024): “The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Second Edition”.

NEA (2025): “Uranium Resources, Production and Demand (Red Book)”.

NICE Future (2020): “Flexible Nuclear Energy for Clean Energy Systems”.

OIES (2023): “Meeting the Challenge of Reliability on Today’s Electric Grids: The Critical Role of Inertia”, September 2023 ([link](#)).

Orsatti, G. (2024): “Government R&D and green technology spillovers: the Chernobyl disaster as a natural experiment” in *The Journal of Technology Transfer*, vol. 49, pp. 581-608.

Osimani, C. e I. Tripputi (2022): “Il futuro dell’energia nucleare”, *Torino: IBL Libri*.

Padovan, M. (2024): “Il difficile processo di integrazione dell’industria nucleare europea” in Casu, S. (a cura di): “Alla ricerca della sicurezza energetica europea: imprese e governi tra petrolio e nucleare. Dal dopoguerra agli anni Settanta”, *Associazione Universitaria di Studi Europei, Roma*.

PEN (1981): “Piano energetico nazionale, Aggiornamento per gli anni 1985-1987”, Ministero dell’industria ([link](#)).

PEN (1988): “Piano energetico nazionale”, Ministero dell’industria ([link](#)).

PNIEC (2024): “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”, Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica ([link](#)).

PNNS (2025), Rapporto finale della Piattaforma nazionale per un nucleare sostenibile, GdL 1, 2 e 5.

Ranci, P. e A. Pototschnig (2022): “Meccanismi di mercato per l’elettricità e il gas” in [ENERGIA, 1.22](#), pp. 32-34.

Rigano, A. R. (2002): “La Banca d’Italia e il progetto ENSI. Fonti per la storia dello sviluppo energetico Italiano degli anni cinquanta nelle carte dell’archivio della Banca d’Italia” in *Quaderni dell’Ufficio Ricerche Storiche*, Numero 4.

RSE (2024): “Il superamento del PUN” in *Appunti di energia*.

Schneider, M. e A. Froggatt (2024): “The World Nuclear Industry, Status Report 2024”, (a cura di).

Sogin (2024): “Bilancio di sostenibilità 2023”, <https://www.sogin.it/SiteAssets/uploads/2024/bilanci/Gruppo-Sogin-Bilancio-di-Sostenibilita-2023.pdf>

Sogin (2014): “Il decommissioning nucleare: l’esperienza italiana” presentazione di Emanuele Fontani, AD di Nucleco, Milano 12 dicembre 2014.

Spaziante, V. (1980): “Questione nucleare e politica legislativa. Primo rapporto del Centro Studi della Fondazione Adriano Olivetti sui problemi della politica energetica”, *officina edizioni, Roma*.

Steigerwald, B. e J. Weibezahn e M. Slowik e C. von Hirschhausen (2023): “Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies: A model-based analysis of small modular reactors” in *Energy*, 281 (128204).

Szulecki, K. e I. Overland (2023): “Russian nuclear energy diplomacy and its implications for energy security in the context of the war in Ukraine” in *Nat Energy* 8, 413–421. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01228-5>

TEHA Group (2024): “Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese. Il ruolo per la decarbonizzazione, la sicurezza energetica e la competitività”, *Rapporto Strategico*.

UNCTAD (2024): “Review of global maritime transport”, https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2024_en.pdf

UNECE (2022): “[Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources](#)”, United Nations Economic Commission for Europe (March 2022).

World Bank (2016): <https://documents1.worldbank.org/curated/en/721841468195566999/pdf/104699-WP-PUBLIC-2008-09-Senn-Nuclear-Power-Plant-for-Italy.pdf>

Zhang, Z. e Y. Dong e F. Li e X. Huang e Y. Zheng e Z. Dong e H. Zhang e Z. Chen e X. Li (2024): “Loss-of-cooling tests to verify inherent safety feature in the world’s first HTR-PM nuclear power plant” in *Joule*, Volume 8, Issue 7, pp. 2146 – 2159.

Zorzoli, G. B. (2017): “Did the Italian decision makers understand that nuclear is not business as usual?” in Bini, E. and I. Londero (Eds.): “Nuclear Italy. An International History of Italian Nuclear Policies during the Cold War”, *EUT. Edizioni Università di Trieste*.

Appendice

A. Progetti selezionati dalla *European Industrial Alliance on SMRs*

L'Alleanza prevede anche la creazione di gruppi di lavoro focalizzati su specifici progetti di sviluppo di SMR che rispettino determinati criteri⁸⁷. Ad ottobre 2024 la *European Industrial Alliance on SMRs* ha selezionato un primo gruppo di progetti di sviluppo di nuove tecnologie che rispettano i criteri da lei delineati:

- EU-SMR-LFR: un reattore nucleare veloce a piombo che fa uso del *mixed oxide fuel* (MOX), un combustibile costituito a partire da uranio e plutonio di scarto (ma al momento prodotto da pochi fornitori; NEA, 2024). Il progetto (basato su un design della Westinghouse) è sviluppato dall'italiana Ansaldo Nucleare, la belga SCK-CEN, l'italiana ENEA e la romena RATEN.
- CityHEat: un micro-reattore ad acqua pensato per il riscaldamento urbano che fa uso di combustibile già prodotto a livello industriale. Il progetto è portato avanti dalla francese Calogena e dalla danese Steady Energy.
- Project Quantum: un micro-reattore ad acqua pressurizzata che fa uso di combustibile già prodotto a livello industriale. Il progetto è condotto dalla statunitense Last Energy.
- European LFR AS Project: un reattore a piombo che fa uso del MOX. Il progetto è portato avanti dall'italo-francese Newcleo (la quale prevede di costruire di un impianto per l'autoproduzione del combustibile).
- Nuward: un reattore ad acqua che fa uso di un combustibile già prodotto a livello industriale. Il progetto è portato avanti dalla francese EDF.⁸⁸
- European BWRX-300 SMR: un reattore ad acqua bollente basato sul design del reattore della società nippono-statunitense GE-Hitachi che fa uso di un combustibile già prodotto industrialmente. Il progetto è portato avanti dalla polacca OSGE.
- Rolls-Royce SMR: un reattore ad acqua pressurizzata (a tre circuiti) la cui progettazione è portata avanti dalla britannica Rolls-Royce SMR Ltd. Anche questo reattore fa uso di combustibile già prodotto industrialmente.
- Nuscale VOYGR SMR: un reattore ad acqua pressurizzata, basato sul design della statunitense Nuscale. Il progetto è portato avanti dalla romena RoPower Nuclear S.A.. Il combustibile di cui fa uso è già prodotto industrialmente.
- Thorizon One: un reattore nucleare a sali fusi che ricicla combustibile esausto e la cui progettazione è portata avanti dall'olandese Thorizon.

⁸⁷ Si veda l'appendice I alle "Terms of Reference" della *European Industrial Alliance on Small Modular Reactors*.

⁸⁸ Partecipano al progetto anche le italiane Edison, Ansaldo Energia, Ansaldo Nucleare ed ENEA in qualità di *advisor* e la EDF è in contatto con la Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche (SIET) ed ENEA per avviare una sperimentazione a Piacenza (Dodaro e Tarantino, 2023).

B. L'uranio: una fonte energetica in esaurimento?

Domanda globale – Ad inizio 2023 la domanda mondiale di uranio era pari a circa 59 mila tonnellate (in media, 150 tU per GWe di potenza installata). La domanda è prevista in forte crescita in Asia (e in Cina in particolare) dove si registra il grosso della capacità in costruzione. Le previsioni elaborate dalla IAEA e dalla NEA per il 2050 indicano che la domanda globale dovrebbe aumentare raggiungendo un valore tra le 90.000 e le 142.000 tonnellate annue nel 2050 (rispettivamente nello scenario a bassa e ad alta domanda; NEA, 2025), in forte crescita rispetto alla precedente versione del rapporto. Nel 2022 le riserve primarie coprivano l'85 per cento della domanda (in crescita rispetto al 79 per cento del 2020), la parte restante è coperta da riserve secondarie⁸⁹. Giova notare come la produzione di uranio abbia superato il fabbisogno dal 1950 al 1990, anche per le necessità belliche, creando così delle riserve (detenute sia dai governi sia dalle società proprietarie delle centrali) e riducendo la pressione sull'offerta, che, da allora, è inferiore alla domanda (usando le fonti secondarie per colmare i divari). Nella UE nel 2020 vi erano sufficienti riserve per coprire quasi 2 anni di domanda (42 mila tonnellate; NEA, 2023).

Offerta - La produzione di uranio nel 2023 era pari a 54 mila tonnellate (NEA, 2025). In ripresa dopo un calo nel corso dei cinque anni precedenti, inizialmente dovuto ad un deterioramento del mercato, e in seguito alla pandemia da Covid-19. Alla fine del 2022, ultimo dato disponibile, le riserve identificate di uranio estraibili a un costo stimato inferiore a USD 130 per kgU⁹⁰ erano pari a 5,9 milioni di tonnellate, in calo rispetto al 2021 (NEA, 2025). Se si considera un costo di estrazione più alto (fino a USD 260 per kgU) le riserve identificate crescono fino a quasi 8 milioni di tonnellate.

In base a valutazioni della NEA (2025), le riserve disponibili identificate sono sufficienti per coprire la domanda al 2050, anche in uno scenario di grande ricorso al nucleare, consumando circa il 50 per cento delle riserve identificate con costi di estrazione a meno di USD 130 per kgU e il 35 per cento se si considerano le riserve con costi di estrazione fino a USD 260 per kgU. Tuttavia, anche se la capacità installata non aumentasse dopo il 2050 le riserve disponibili identificate totali si esaurirebbero negli anni ottanta di questo secolo nello scenario di grande ricorso al nucleare e negli anni dieci del 2100 nello scenario di basso ricorso. La capacità di produzione da fonti primarie attuale invece coprirebbe la domanda fino al 2031 o al 2027 (rispettivamente, nello scenario di basso e in quello di alto ricorso al nucleare). Nel lungo periodo una maggiore copertura potrebbe derivare dallo sviluppo di tecnologie che consentono di riciclare il combustibile esausto o sfruttare fonti di uranio non convenzionali (come i depositi di fosfato).

⁸⁹ Le riserve primarie sono quelle che derivano da un processo estrattivo. Le riserve secondarie invece sono le riserve che provengono dal riuso, come dal riprocessamento del combustibile esaurito o dallo smantellamento e riciclo degli armamenti nucleari.

⁹⁰ Per dare un riferimento a gennaio 2024 l'uranio ha raggiunto il prezzo record degli ultimi 16 anni di 275 USD/kgU, mentre nel periodo tra il 2016 e il 2021 aveva oscillato tra i 52 e i 78 USD/kgU e ad inizio 2023 era pari a 130 USD/kgU (IAEA, 2024; NEA, 2025).