

Lucca, 11 Ottobre 2026



UNIVERSITÀ
DI PADOVA

Nucleare o rinnovabili. Un falso dilemma?

Arturo Lorenzoni · Centro Studi Levi Cases, Università di Padova

Dalla legge delega ai primi impianti: la sequenza annunciata



Cosa prevede la delega

- Piccoli reattori modulari (SMR, < 300 MW) e ricerca sulla fusione; escluse le grandi centrali
- ISIN abilitato a validare in modo accelerato certificazioni rilasciate da autorità estere
- Anche produzione di idrogeno, combustibile esaurito, organi di controllo

Cosa resta aperto

- Siti per gli impianti: procedure non consolidate
- Deposito nazionale fermo da anni: 51 aree idonee (CNAI, dic. 2023), nessun sito scelto
- Tecnologia: nessun SMR commerciale in esercizio in Occidente (vedi slide 9)

Nucleare nel mondo: capacità ferma, crescita concentrata in Cina

420 GW

Capacità nucleare mondiale a fine 2025, invariata sul 2024

≈ 2.800 TWh

Produzione nucleare 2025, circa 9% dell'elettricità mondiale

78 GW

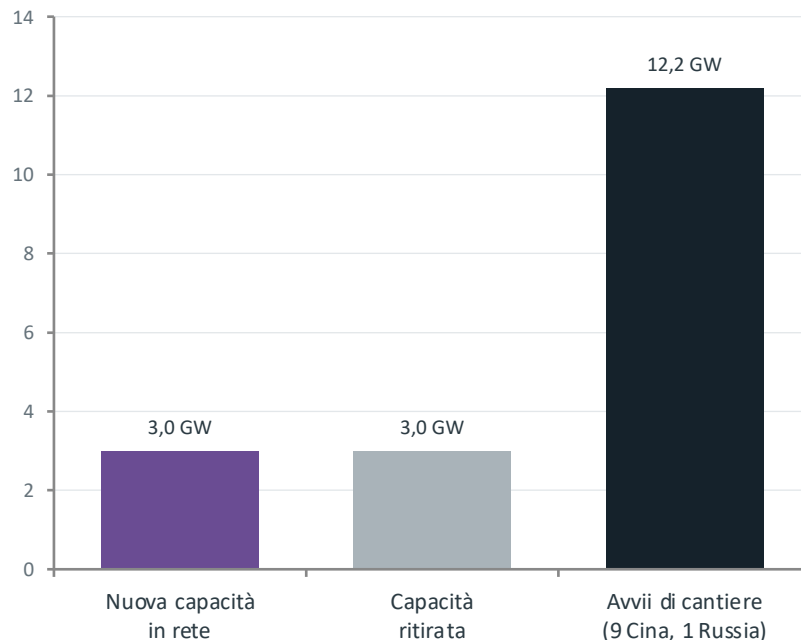
In costruzione in 15 paesi, metà in Cina (100 GW cinesi attesi al 2030)

83,7%

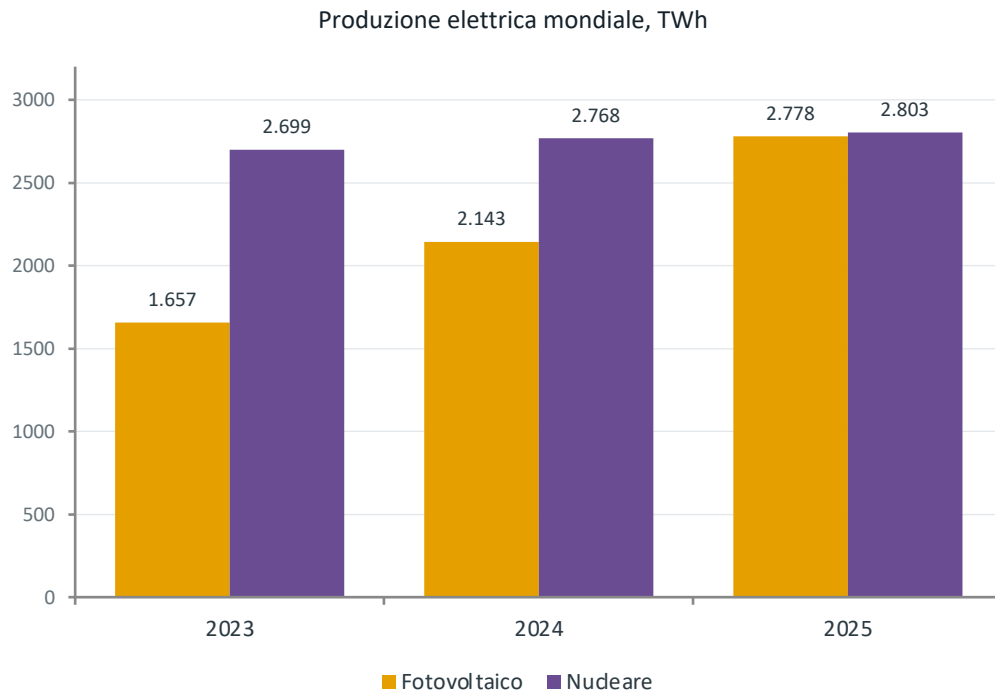
Fattore di capacità medio del parco nel 2025

Dal 2017 al 2021, 27 dei 31 reattori avviati erano di progetto russo o cinese. Le economie avanzate hanno quasi il 70% della capacità, ma il loro parco invecchia: il 63% ha più di 30 anni (IEA 2022).

Flussi di capacità nucleare nel 2025 (GW)



Produzione: il fotovoltaico raggiunge il nucleare nel 2025-2026



+636

TWh FV in più nel 2025
(+30%)

+35

TWh nucleari in più nel
2025 (+1,3%)

647 GW

Nuova capacità FV installata nel 2025, record (Ember);
nucleare: +3 GW

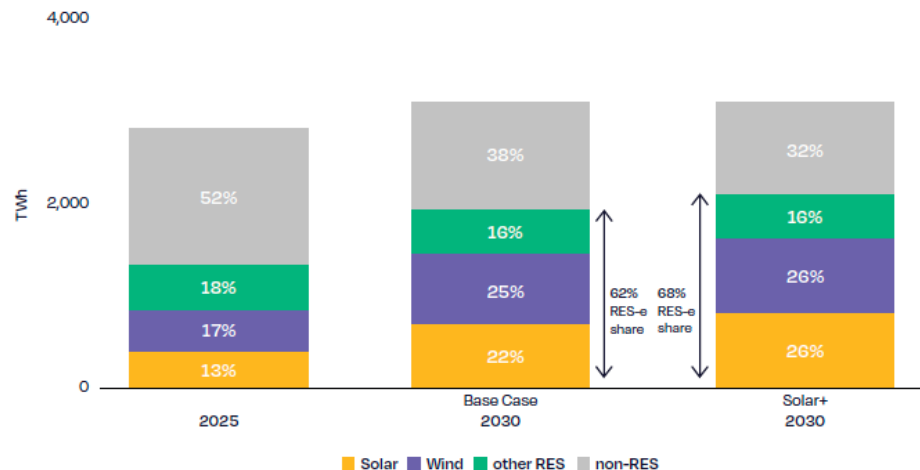
Aprile 2025: primo mese in cui il solare ha superato il nucleare nel mondo. Da marzo 2025 a giugno 2026 solare e eolico, singolarmente, hanno prodotto più del nucleare in ogni mese (WNISR 2026).

Dobbiamo agire ora.

Più FV, meno costi. Attendere costa caro....

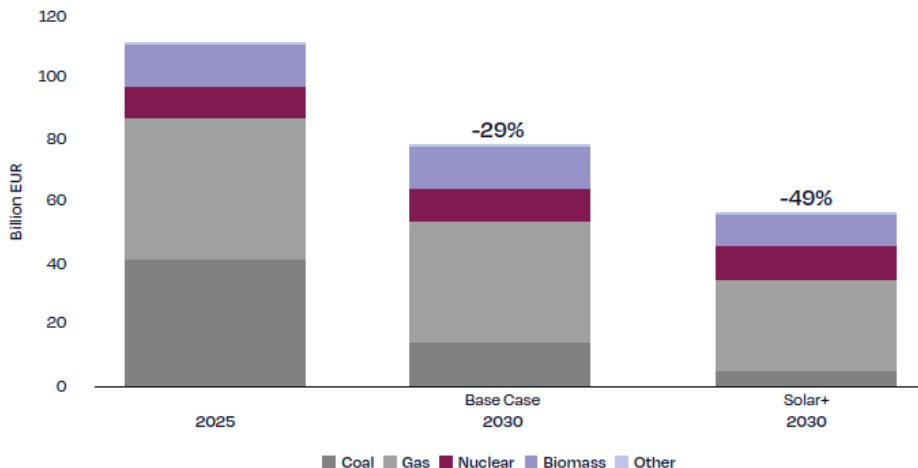
Driven by solar, renewable expansion reduces fossil generation in the 2030 power mix

EU electricity generation by source 2025 and 2030, Base Case and Solar+ scenarios



Accelerating renewables and storage deployment halves EU power system operating costs by 2030

EU power system operational expenditures (2025 real prices), 2025 vs 2030 Base Case and Solar+ scenarios



© SolarPower Europe

Solar+ An EU pathway to achieve renewable targets, price affordability, and energy security, Maggio 2026, Solar Power Europe

Il FV installato nel mondo: oltre ogni attesa

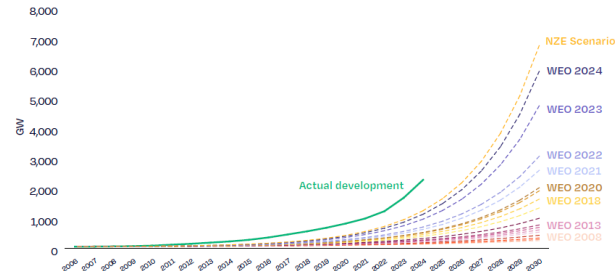
Nel 2025 sono stati installati circa **660 GW di fotovoltaico**, che producono circa 800 TWh, l'equivalente di **100 centrali nucleari** da 1 GW a pieno carico.

Although solar added a record level of 664 GW in 2025, growth slows down to 12%

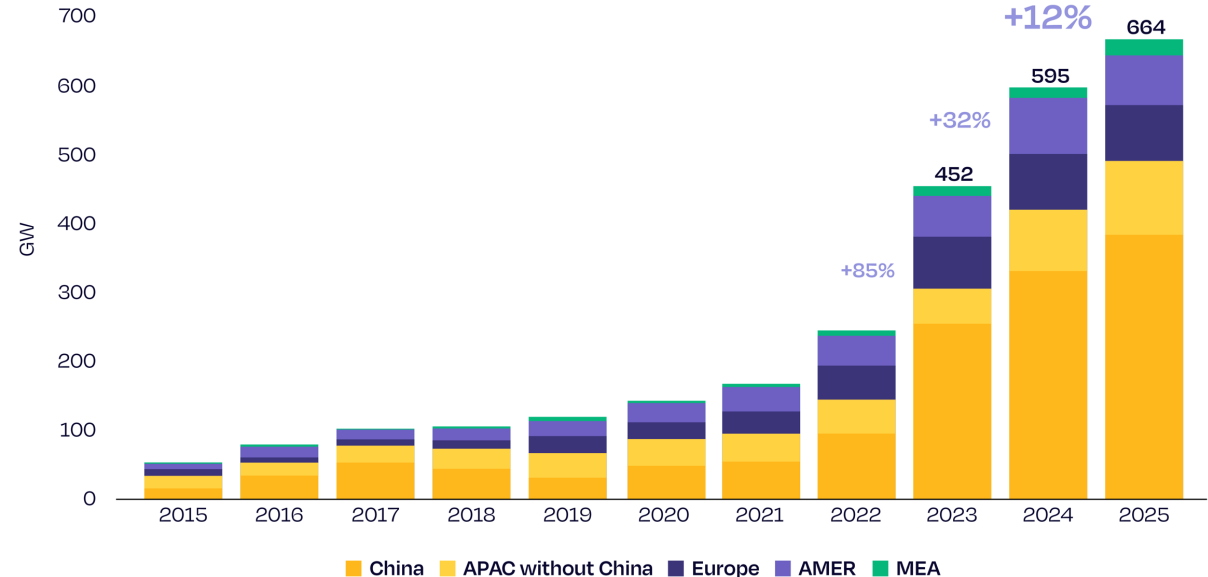
Annual solar PV installed capacity 2015-2025

Historical solar PV development growth curve indicates continued systematic underestimation of future installations

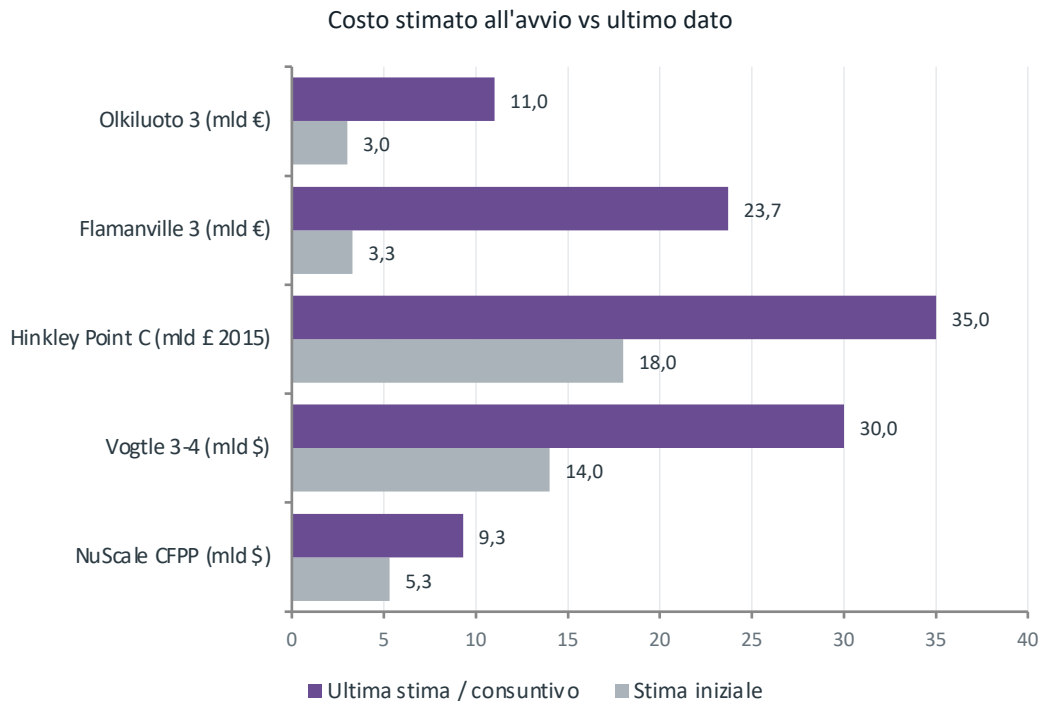
IEA world energy forecasts versus actual historical development of solar PV



Source: IEA (2025)



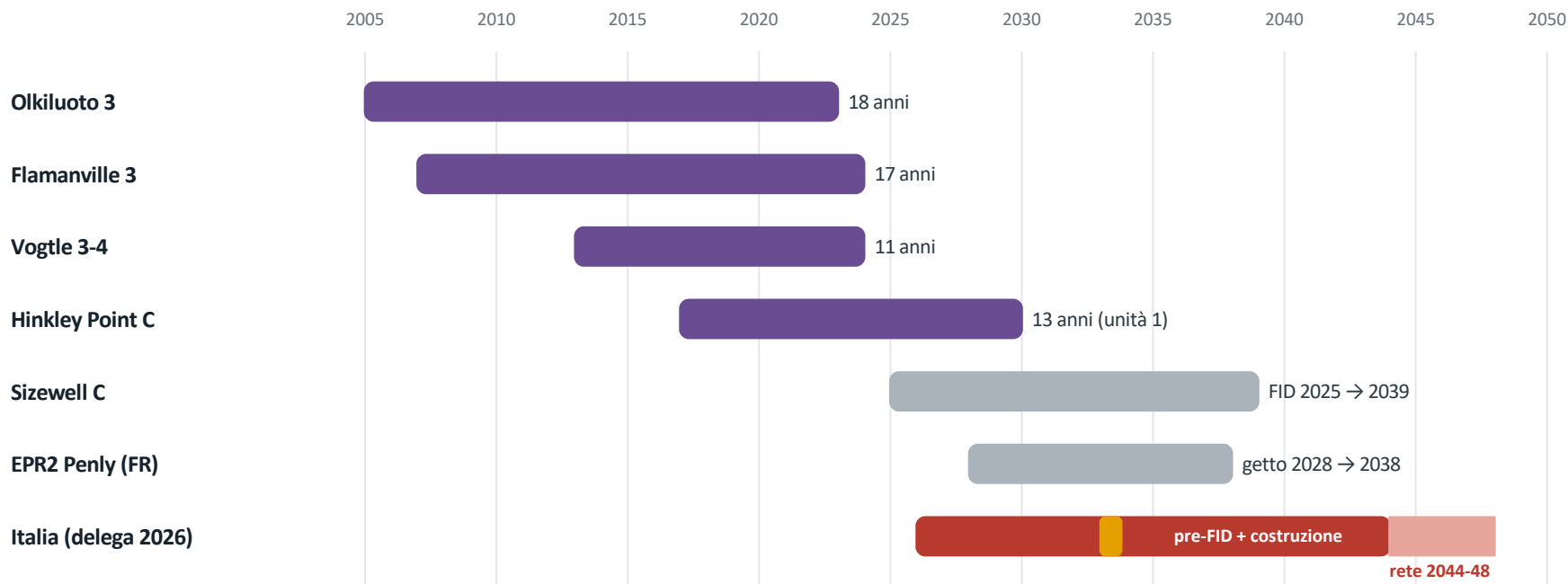
Grandi reattori: costi moltiplicati, ritardi di un decennio



Progetto	Previsto	Effettivo
Olkiluoto 3	2009	2023
Flamanville 3	2012	2024 (rete)
Hinkley Point C	2025	2030 (unità 1)
Vogtle 3-4	2016-17	2023-24
NuScale CFPP	2029	Cancellato 2023

Tutti e sei gli EPR ordinati nel mondo sono andati male, compresi i due cinesi di Taishan (circa 6 anni di ritardo). Il costo di Flamanville supera 14.500 €/kW, oneri finanziari inclusi.

Il fattore tempo: 20 anni tra la scelta e la prima energia

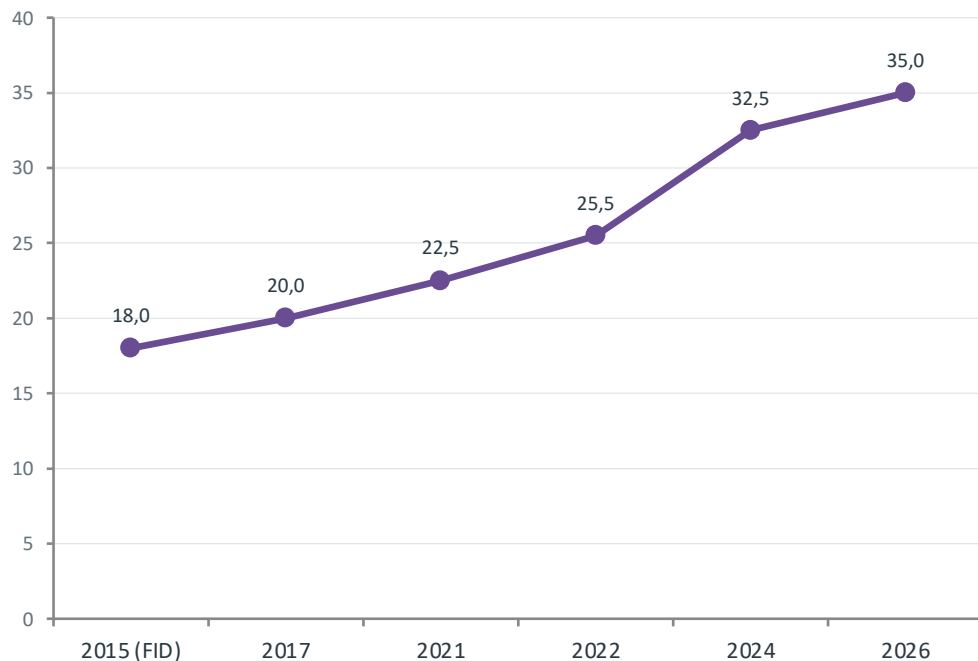


In viola: costruzione (primo getto → rete). In grigio: in programma. Rosso: Italia con i tempi medi mondiali; in giallo il 2033-34 indicato dal Ministro.

Fonti: Ricerca commissionata dal governo UK, citata da S. Thomas, SGR (feb. 2026); Qualenergia (16/7/2026) per EPR2; EDF (feb. 2026); UK Gov (lug. 2025) per Sizewell C; Energy CuE (23/9/2026).
Elaborazione per l'Italia: 2026 + ≥5 anni pre-FID + 13-17 anni.

Hinkley Point C: il CfD più caro, e il costo continua a salire

Stima del costo di HPC, miliardi di £ a prezzi 2015



£92,50

Strike price in £ del 2012,
35 anni, indicizzato CPI

≈ £130

Stesso prezzo in £ 2024 (≈
153 €/MWh)

2030

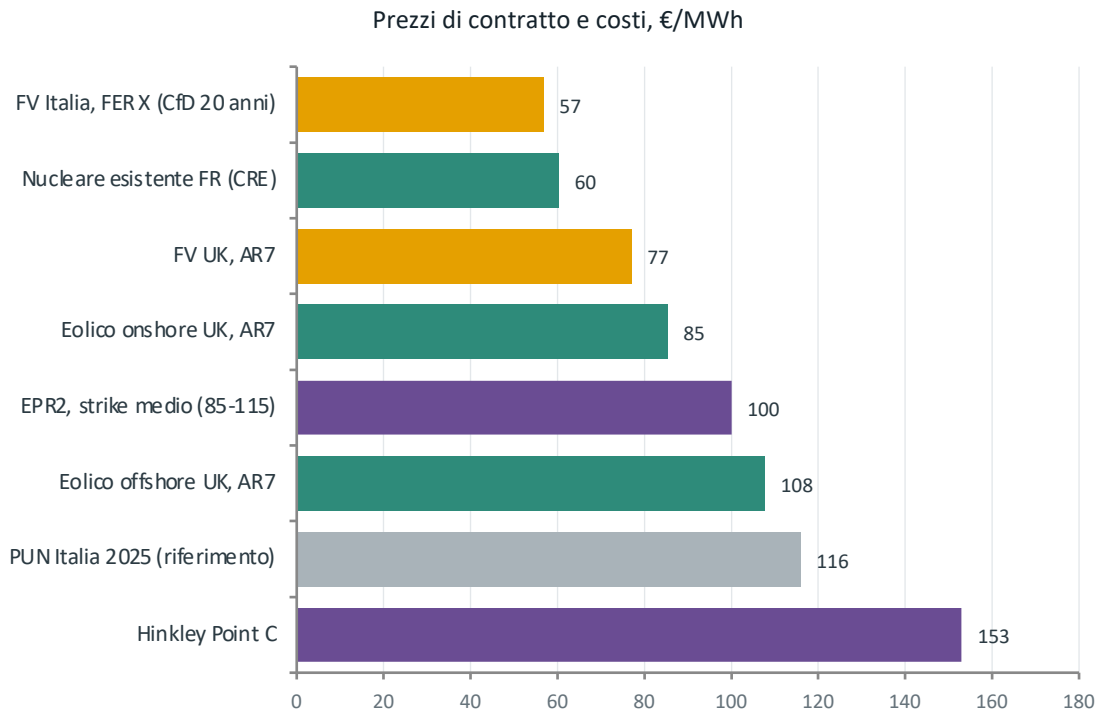
Unità 1, contro il 2025
previsto alla FID

≈ 7%

Quota dell'elettricità
britannica a regime (3,2
GW)

Il rischio di costruzione è a carico di EDF e CGN: il prezzo per i consumatori è fisso, ma la redditività del progetto è crollata. A prezzi 2026 il costo supera i 48 mld £. Nei valori intermedi 2017-2024 è riportato il punto medio degli intervalli EDF.

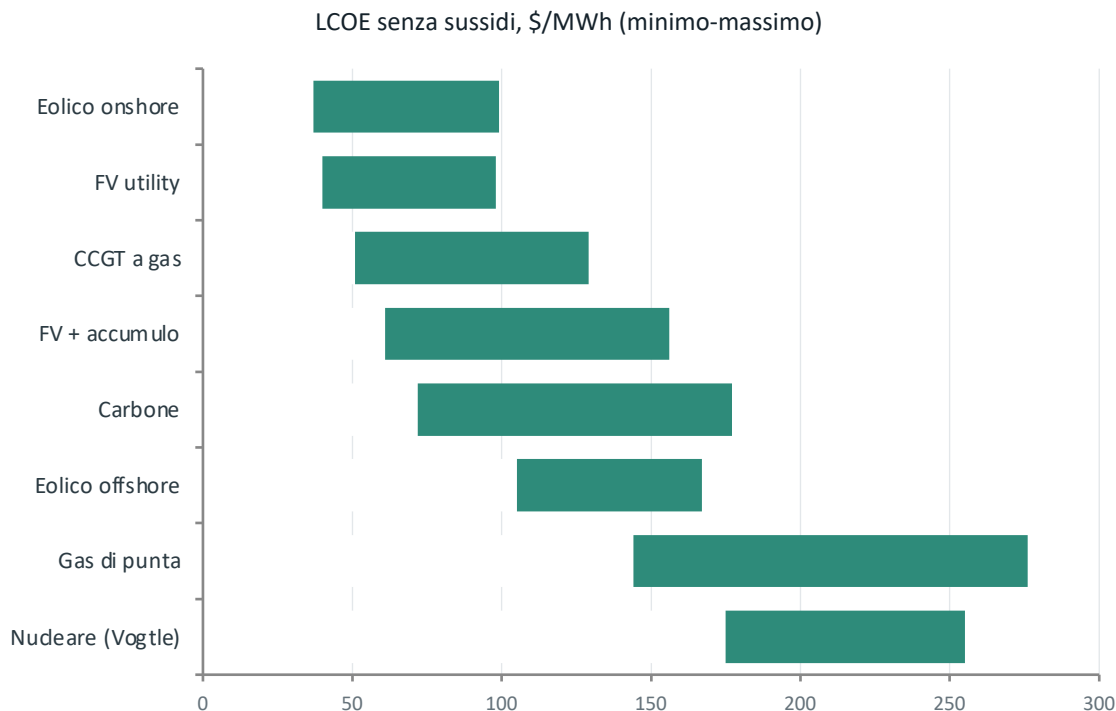
Il nucleare nuovo può competere? Il confronto in €/MWh



Risposta breve

- **No, se nuovo:** EPR2 e HPC richiedono 85-153 €/MWh garantiti per 35-40 anni, contro 57-85 €/MWh di FV ed eolico onshore.
- **Sì, se esistente:** il parco francese ammortizzato costa 60 €/MWh.
- **Il PUN italiano** (116 €/MWh, fissato dal gas) rende qualsiasi fonte a basso costo marginale conveniente per il sistema.
- **Il FV va integrato** con accumuli: circa +35 €/MWh per la quota spostata (MACSE).

Costi livellati senza sussidi: il benchmark Lazard 2026 (USA)



Tecnologia	\$/MWh
Eolico onshore	37-99
FV utility	40-98
CCGT a gas	51-129
FV + accumulo	61-156
Carbone	72-177
Eolico offshore	105-167
Gas di punta	144-276
Nucleare (Vogtle)	175-255

Anche con l'apprendimento del secondo reattore, il nucleare ha il valore minimo più alto della tabella (175 \$/MWh): il suo estremo basso supera l'estremo alto di FV ed eolico onshore.

Fonti: Lazard, Levelized Cost of Energy+ v19.0 (luglio 2026). Nucleare: estremo alto = Vogtle 3, estremo basso = Vogtle 4 (apprendimento stimato ≈ 30%). Confronto con v18.0 (giugno 2025): FV 38-78; nucleare 141-220 \$/MWh.

SMR: la tecnologia della delega non ha ancora un prezzo

NuScale CFPP (USA)

Unico SMR con licenza NRC (2020). Costo overnight salito da 7.000 a 20.000 \$/kW. Progetto da 462 MW cancellato a novembre 2023 per mancanza di acquirenti (80% sottoscritto).

Darlington BWRX-300 (Canada)

Primo SMR del G7 con decisione di investimento (8/5/2025): 20,9 mld C\$ per 4 × 300 MW, pari a ≈ 17.400 C\$/kW. Prima unità attesa a fine 2030.

Nuward (EDF, Francia)

Progetto da 170 MW abbandonato a luglio 2024 e riprogettato su PWR convenzionale da circa 400 MW, sopra la soglia IAEA di 300 MW.

Micro-reattori

Ultra Safe Nuclear (MMR, 1,5-15 MW) in Chapter 11 a ottobre 2024. In esercizio solo prototipi in Russia (2 × 32 MW galleggianti) e Cina (HTR-PM, 200 MW).

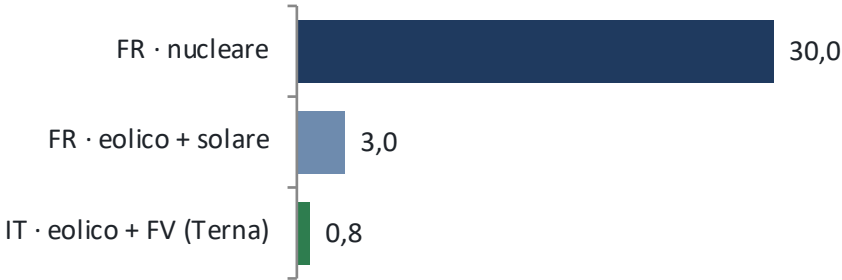
Segnali di domanda: TVA ed ENTRA1 hanno firmato per l'energia di fino a 6 GW di moduli NuScale (set. 2025); il DOE ha assegnato 800 M\$ a Holtec SMR-300 e GE BWRX-300. Investimento mondiale in SMR: circa 5 mld \$/anno (IEA). Primi impianti pilota in Europa attesi dopo il 2032.

Energia non prodotta nel 2025: nucleare FR vs rinnovabili IT

In Francia il parco nucleare ha dovuto tagliare ~30 TWh: circa **37 volte** l'energia rinnovabile tagliata da Terna in Italia (0,80 TWh).



Energia non prodotta 2025 (TWh)



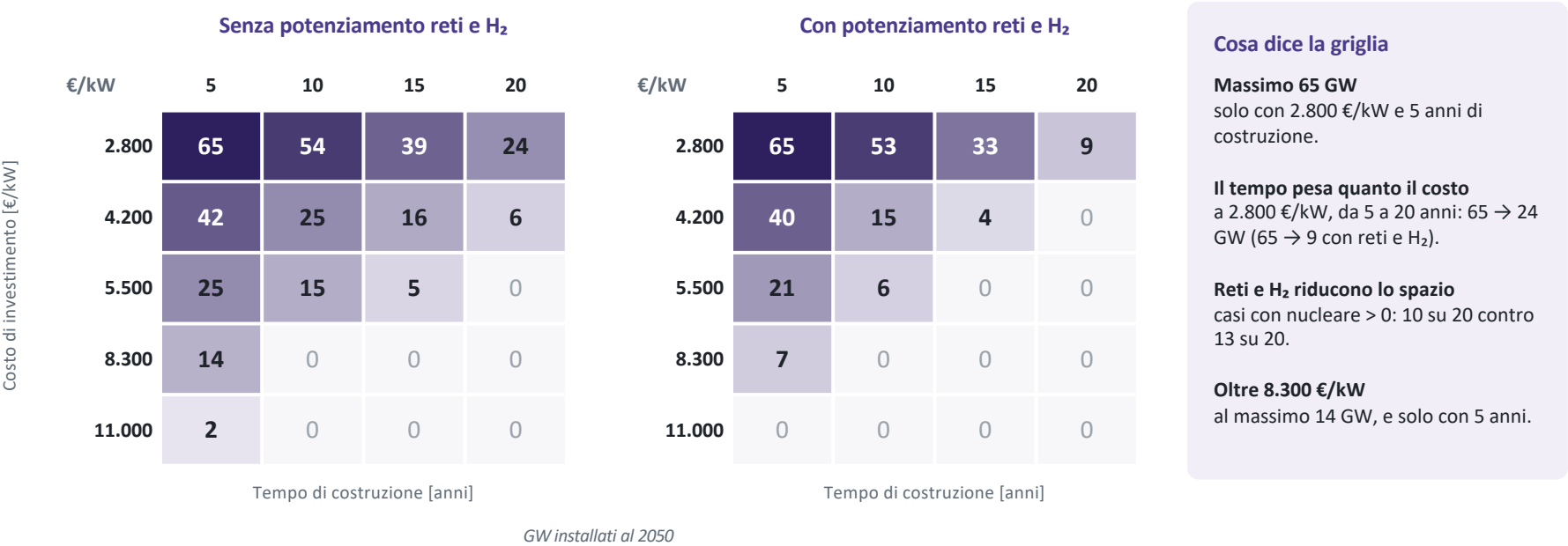
Dettaglio per fonte

Paese	Fonte / causa	TWh non prodotti	Produzione TWh	%
FR	Nucleare – modulazione	~30	373,0	8,0%
FR	Eolico terrestre – prezzi neg. + RTE	1,3	43,9	3,0%
FR	Solare – prezzi neg. + RTE	1,6	32,9	4,9%
IT	Eolico – ordini Terna AT/AAT	0,64	21,2	3,0%
IT	Fotovoltaico – ordini Terna AT/AAT	0,16	44,3	0,37%

Note. % = energia non prodotta / produzione effettiva 2025 della stessa fonte (sul producibile teorico il nucleare FR scende a ~7,4%). Le grandezze non sono omogenee: in Francia la modulazione nucleare è in larga parte una scelta di esercizio/economica (prezzi bassi, gestione combustibile, bilanciamento; nel 2024 ~12 dei ~30 TWh per assenza di sbocchi) e i ~3 TWh FER sono soprattutto autoriduzioni a prezzi negativi (0,1 TWh su richiesta RTE). Il dato italiano copre solo le modulazioni straordinarie ordinate da Terna su AT/AAT (rete, congestioni, eccesso di generazione, lavori) ed esclude MT/BT e distacchi GD. Produzione eolica IT 2025 = 22.068 GWh (2024) – 822 GWh. **Fonti:** RTE, Bilan électrique 2025 – Production (feb-mar 2026); RTE, Bilan prévisionnel 2025 (dic 2025); ARERA, relazione 2026 su mancata produzione FER 2025 (dati riportati da pv magazine Italia, 17/09/2026, e SolareB2B); Terna, Rapporto mensile sul sistema elettrico, dicembre 2025 e gennaio 2025.

Nucleare in Italia: capacità installata al 2050 in funzione di costo e tempi

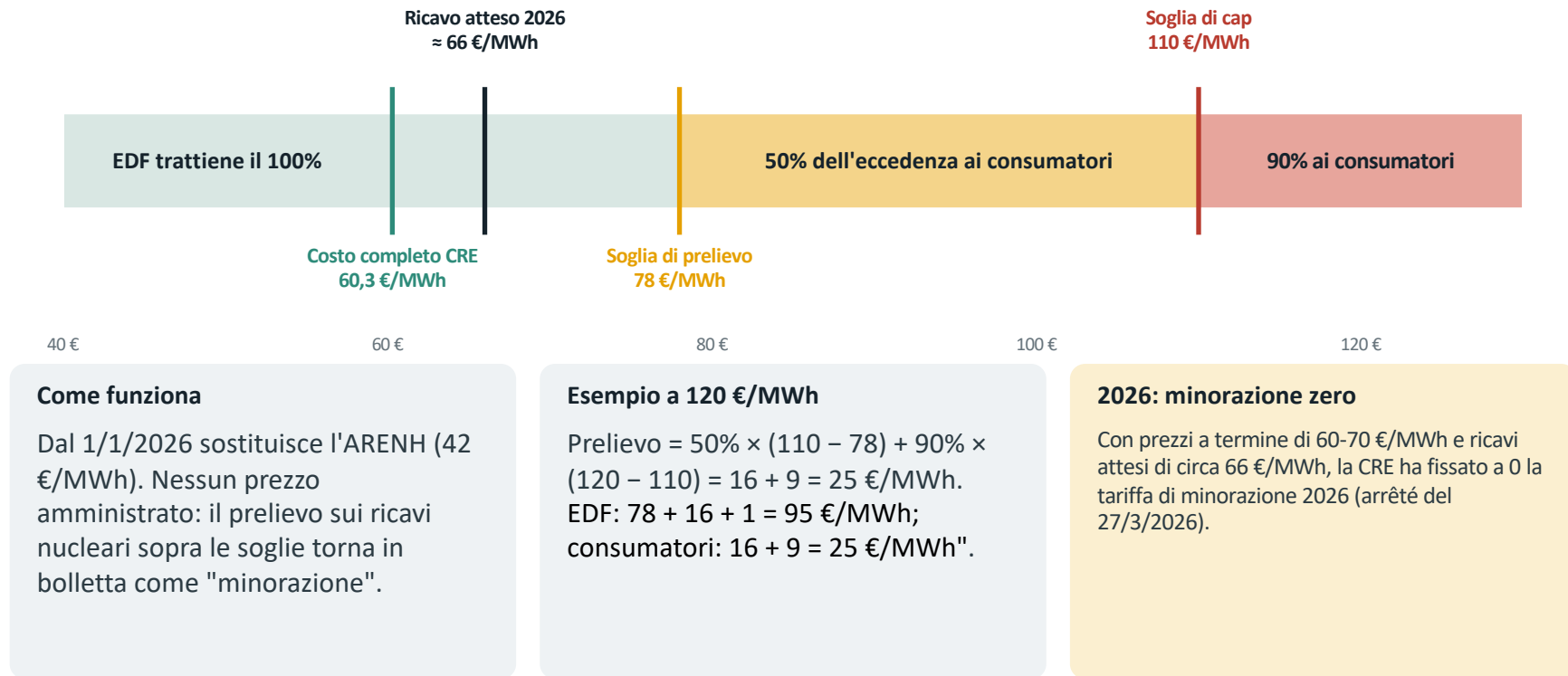
Risultato dell'ottimizzazione di sistema (modello FENICE, PoliMi): il nucleare entra nel mix solo con costi contenuti e tempi di realizzazione brevi.



Metodo. Modello FENICE (Politecnico di Milano): ottimizzazione del sistema energetico italiano 2025–2055, tutti i vettori e settori, bilancio orario su 20 regioni. 40 scenari = 5 costi di investimento × 4 tempi di realizzazione × 2 scenari di sviluppo infrastrutturale (rete elettrica e idrogeno). Valori trascritti dalla figura originale.

Fonte: M. Catania, P. Colbertaldo, M. Motta, S. Campanari (Dip. Energia, Politecnico di Milano), F. Fattori (Univ. Insubria), "Quale ruolo per il nucleare in Italia? Analisi tramite un modello di simulazione del sistema energetico nazionale", RiEnergia, 2 aprile 2026 – figura "Capacità di generazione elettrica da nucleare installata al 2050". Versione estesa: Catania et al., "Assessing Nuclear Power for Italy's Long-Term Energy Transition", SSRN 6353864.

VNU francese: EDF vende a mercato, con prelievi a soglia



EPR2: sei reattori finanziati quasi interamente dallo Stato

72,8 mld €

Costo di 6 EPR2 (9.990 MW),
prezzi 2020, esclusi gli oneri
finanziari

≈ 7.300 €/kW

Costo overnight implicito (€ 2020),
prima della validazione FID

60%

Quota coperta da prestito statale
agevolato (≈ 44 mld €)

85-115 €/MWh

Strike price del CfD bidirezionale
(prezzi 2024)

Le condizioni notificate a Bruxelles

- Tasso zero durante la costruzione, 3% fisso dall'avvio; 4 anni senza rimborso, poi ammortamento in 35 anni
- Prestito senza rivalsa su EDF, garantito dallo Stato, senza commissione
- CfD per reattore, indicizzato ogni anno, rivedibile ogni 5 anni: protezione fino al 2084
- Extracosti: primi 15 mld a EDF; tra 15 e 30 mld il 90% con un altro prestito statale; oltre, nulla di deciso

Il giudizio della Commissione

- Indagine approfondita sugli aiuti di Stato aperta il 31 marzo 2026
- Dubbi su proporzionalità dell'aiuto, rafforzamento della posizione dominante di EDF e rischio trasferito sul pubblico
- Condizioni che, per la Commissione, nessun operatore di mercato offrirebbe
- Cronoprogramma: primo getto a Penly entro fine 2028, primo reattore 2038, ultimo 2044

Chi sopporta il rischio? Quattro modelli, nessuno senza lo Stato

1

CfD a prezzo fisso

Hinkley Point C

Il costruttore sopporta sovraccosti e ritardi; i consumatori pagano un prezzo garantito per 35 anni.

2

RAB (base regolata)

Sizewell C

I consumatori remunerano il capitale già in costruzione: meno interessi, ma rischio di extracosto sulle bollette.

3

Prestito statale + CfD

EPR2, Dukovany (CZ)

Tasso zero o agevolato e garanzia pubblica: il rischio finanziario passa ai contribuenti.

4

Proprietà pubblica

EDF nazionalizzata (2023)

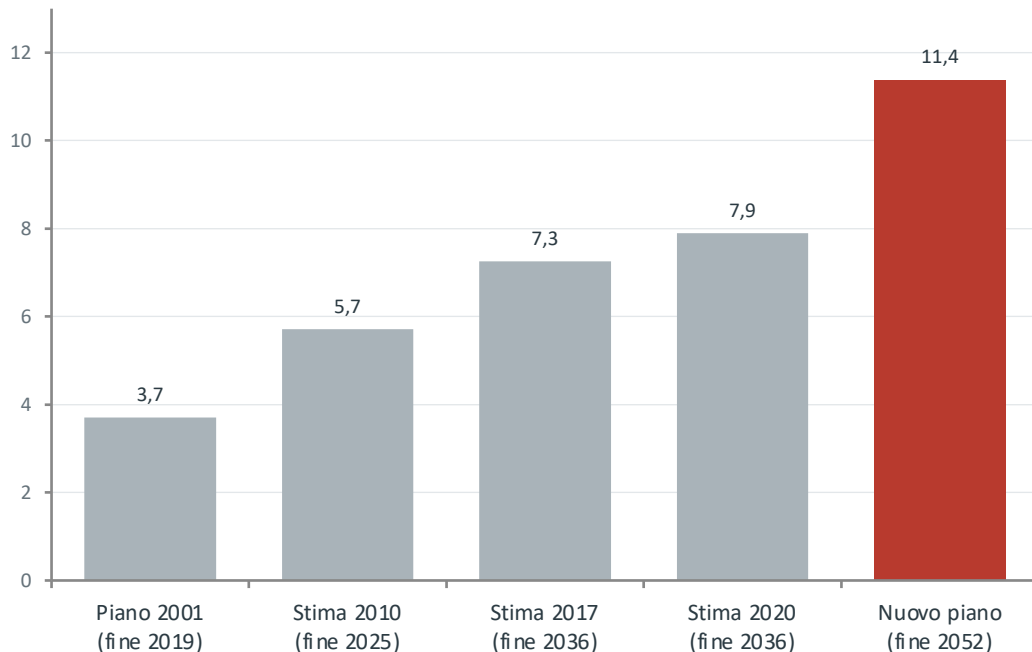
9,7 mld € per il delisting: lo Stato è unico azionista del rischio industriale.

"A causa delle dimensioni e della complessità, i progetti nucleari si sono storicamente basati su proprietà statale o monopoli regolati per garantire i ricavi e ridurre il rischio per gli investitori." IEA, 2022

La filiera è complicata!

L'eredità del primo nucleare: il decommissioning è triplicato

Costo stimato del decommissioning SOGIN (mld €) e data di fine lavori



+33 anni

Slittamento della fine lavori: dal 2019 al 2052

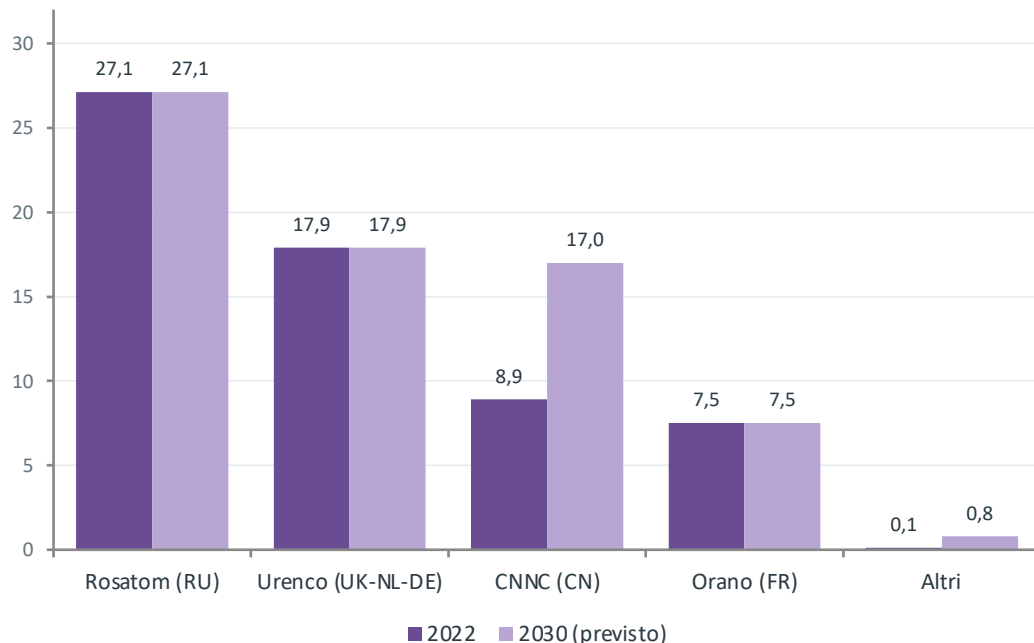
≈ 5 mld €

Già spesi (dal 1999), pagati tramite la bolletta elettrica

Personale passato da 650 a 1.100 unità; commissariamento nel 2022. Nel 2024 il contributo pubblico è stato quasi dimezzato. Esclusi i costi del Deposito nazionale.

Combustibile: il 44% dell'arricchimento mondiale è russo

Capacità mondiale di arricchimento, milioni di SWU/anno



38%

Quota dell'uranio arricchito per le centrali UE importata dalla Russia nel 2023 (Bruegel)

> 700 M\$

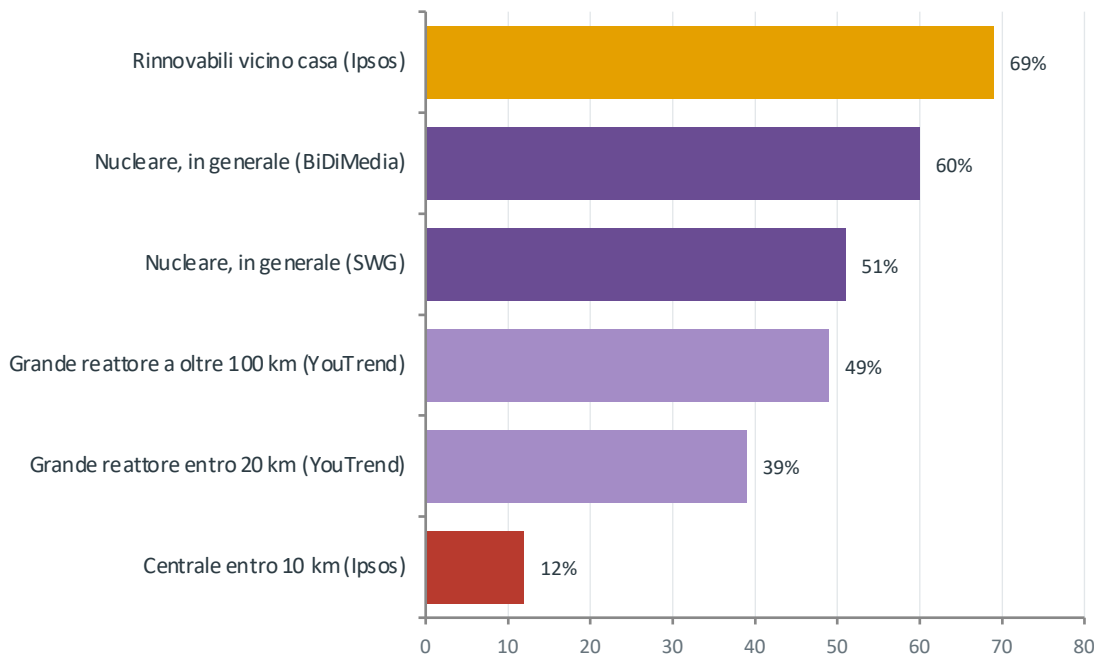
Pagati dall'UE nel 2024 per uranio russo, su 18 mld \$ di export Rosatom

Orano (+2.500 tSWU) e Urenco (+1.800 tSWU) stanno ampliando la capacità, con tempi di 5-7 anni. Una filiera nazionale italiana del combustibile non è realistica: l'uranio si importerebbe comunque.

Gli **Stati Uniti** possiedono una capacità d'arricchimento commerciale stimata intorno ai **4,7–4,9 milioni di SWU/anno**, il che si traduce in una quota di circa l'**11% della capacità totale globale**. L'unico impianto commerciale attivo sul suolo statunitense (il sito Urenco USA nel New Mexico) è controllato da un consorzio europeo

Opinione pubblica: sì al nucleare in astratto, no vicino a casa

Italiani favorevoli, % (sondaggi 2026)



94%

Sì all'abrogazione nel referendum 2011 (affluenza 54,8%)

47% / 42%

Temono scorie radioattive / rischio di incidenti

Il consenso crolla con la prossimità: dal 51-60% in astratto al 12-39% entro 10-20 km. La localizzazione, non la tecnologia, è il vincolo sociale decisivo, come mostra il deposito nazionale.

Nucleare o FV con accumuli? Sette criteri a confronto

Criterio	Nucleare (SMR per la delega)		FV + accumuli	
Disponibilità e affidabilità	Nessun SMR commerciale in Occidente; FC 84% sui reattori maturi	●	Tecnologia matura; 647 GW FV installati nel 2025	●
Economicità	85-153 €/MWh (EPR2, HPC); LCOE molto sensibile al WACC	○	57 €/MWh (FER X) + circa 35 €/MWh per la quota spostata	●
Tempi	13-17 anni dalla FID; Italia non prima del 2040	○	1-2 anni per impianto	●
Prestazioni ambientali	Basse emissioni; scorie senza deposito (2039)	●	Basse emissioni; uso del suolo e riciclo dei moduli	●
Ricadute locali	Concentrate nei siti; filiera estera	●	Diffuse: installazione, comunità energetiche	●
Filiera	Arricchimento al 44% Rosatom; know-how SOGIN problematico	○	Moduli e celle prevalentemente cinesi; accumuli in crescita	●
Desiderabilità sociale	12-39% favorevoli vicino casa; referendum 2011	○	69% favorevoli vicino casa	●

Fonti: Sintesi delle slide precedenti. Valutazione personale: ● favorevole · ● incerto · ○ sfavorevole.

Cinque conclusioni per l'Italia

1

Troppo tardi per il 2035

Con 20 anni di lead time, il nucleare italiano non contribuisce alla decarbonizzazione elettrica di questo e del prossimo decennio.

2

Non competitivo senza lo Stato

Il nuovo nucleare europeo richiede 85-153 €/MWh garantiti per 35-40 anni, prestiti pubblici a tasso zero o il RAB. FV ed eolico si aggiudicano a 57-85 €/MWh.

3

Il VNU non è un modello replicabile

Funziona su un parco ammortizzato (60 €/MWh) che l'Italia non ha. Anche la Francia, per l'EPR2, torna al CfD con prestito statale.

4

I prerequisiti mancano

Deposito non prima del 2039, siti non individuati, filiera del combustibile concentrata, consenso locale al 12-39%.

5

Priorità: rete, accumuli, flessibilità

Il capitale mondiale ha già scelto (FV circa 5-7 volte il nucleare). Ricerca su SMR e fusione sì, ma senza togliere risorse a ciò che è disponibile oggi.