

Indagine conoscitiva sul ruolo dell'energia nucleare nella transizione energetica e nel processo di decarbonizzazione

Camera dei Deputati

Commissioni VIII e X

Audizione di Federico Maria Butera

Energia nucleare a integrazione delle rinnovabili: costi e confronti con altre fonti energetiche

Poiché gli impianti nucleari, nel sistema energetico italiano decarbonizzato, dovrebbero avere la funzione primaria di compensare la variabilità delle fonti solare ed eolica, essi dovrebbero funzionare per la maggior parte del tempo a potenza variabile, non a piena potenza. Nei reattori nucleari, però, a causa dell'alto costo capitale e relativamente piccolo costo del combustibile, il costo del kWh elettrico prodotto è fortemente dipendente dal capacity factor, che è il rapporto fra numero di kWh effettivamente prodotti all'anno rispetto a quelli producibili funzionando a piena potenza. Più è basso il capacity factor più è alto il costo (Levelized Cost Of Electricity, LCOE¹) del kWh prodotto (Figura 1). Per questo si cerca di tenere il capacity factor il più alto possibile, e per questo i costi del kWh prodotto da un impianto nucleare vengono forniti associati al capacity factor ipotizzato nella valutazione. La IEA², per esempio, stima per il nucleare in Europa un costo (LCOE) di 170 \$/MWh nel 2023, 140 nel 2030 e 120 nel 2050, con un capacity factor, rispettivamente, di 70, 75 e 75% (Figura 2). Se si assegna il ruolo di compensare la variabilità delle fonti eolica e solare, il capacity factor degli impianti nucleari è più basso di quello assegnato dalla IEA.

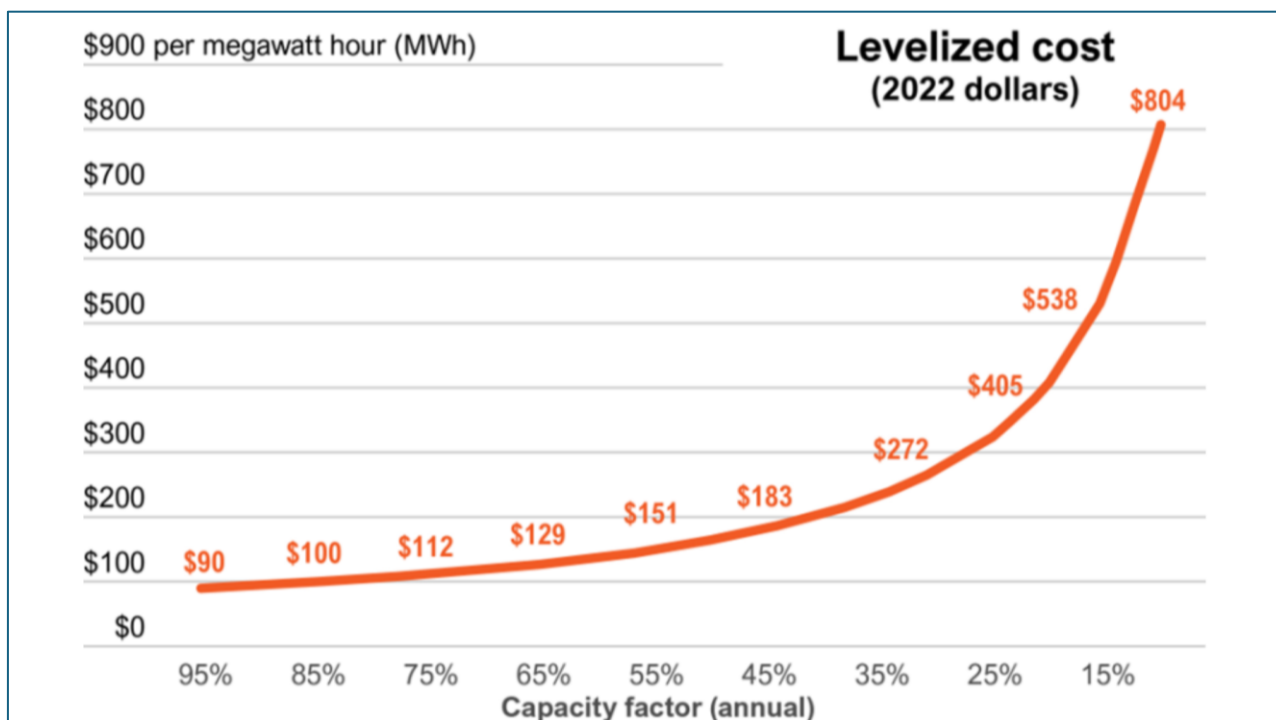


Figura 1 – Variazione del costo di produzione al variare del capacity factor nel reattore NuScale³

¹ Il LCOE misura il costo della generazione di elettricità includendo l'ammortamento del capitale finanziario iniziale, il ritorno sull'investimento, come anche il costo operativo, del combustibile, e della manutenzione.

² IEA World Energy Outlook 2024 - <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

³ D. Schlissel, D. Warmsted, Small Modular Reactors – Still too expensive, too slow and too risky, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) - https://ieefa.org/sites/default/files/2024-05/SMRs%20Still%20Too%20Expensive%20Too%20Slow%20Too%20Risky_May%202024.pdf

Un'altra valutazione⁴, molto più ottimistica, per gli SMR (quando ci saranno) stima un costo di 90-110 €/MWh, ma con capacity factor pari al 95%, ben lontano da quello reale delle centrali nucleari esistenti, che è molto più basso. In Francia, per esempio, dove gli impianti nucleari modulano la loro potenza, nel 2006 – l'anno con la più alta produzione di energia da nucleare – il capacity factor medio è stato pari al 78,3%; nel 2023, a causa del cresciuto peso delle rinnovabili non programmabili e di alcune centrali malfunzionanti o in manutenzione, il capacity factor medio è sceso al 60%⁵.

	Capital costs (USD/kW)			Capacity factor (%)			Fuel, CO ₂ and O&M (USD/MWh)			LCOE (USD/MWh)		
	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050	2023	2030	2050
European Union												
Nuclear	6 600	5 100	4 500	70	75	75	35	35	35	170	140	120
Coal	2 000	2 000	2 000	15	n.a.	n.a.	155	175	210	315	n.a.	n.a.
Gas CCGT	1 000	1 000	1 000	25	15	n.a.	120	100	110	175	185	n.a.
Solar PV	750	460	330	14	14	14	10	10	10	50	35	25
Wind onshore	1 630	1 540	770	29	30	30	15	15	10	60	55	30
Wind offshore	3 120	2 200	1 500	50	55	56	15	10	10	70	45	30

Figura 2 – Costi livellati dell'energia (LCOE) per diversi tipi di tecnologie di generazione

Non corrispondenti alla realtà sono pure i costi di produzione esposti per il fotovoltaico e l'eolico, quando vengono confrontati direttamente con quelli del nucleare o di qualunque altra fonte fossile. Infatti, si confronta una produzione non programmabile con una che invece lo è.

Fuorvianti, quindi, possono essere i valori, in sé corretti, forniti per esempio dalla IEA nel citato World Energy Outlook 2024, relativi al fotovoltaico, col quale l'energia verrebbe prodotta a un costo (LCOE) stimato pari a 50 \$/MWh nel 2023, 35 nel 2030 e 25 nel 2050⁶ (Figura 2). Fuorvianti se usati per confrontare direttamente con quelli che sempre la IEA fonte fornisce per il nucleare.

Un approccio più vicino alla realtà è stato adottato dal Fraunhofer ISE. Essendo le centrali nucleari destinate a compensare la variabilità delle fonti eolica e solare, e dovendo quindi continuamente modulare la loro potenza, è stato stimato un costo (LCOE), in Germania nel 2024, di 136-490 €/MWh (Figura 3). L'ampio intervallo è dovuto principalmente a diverse ipotesi di capacity factor e costo dell'impianto. Inoltre, si precisa nel rapporto, non sono inclusi i costi relativi i costi di smaltimento delle scorie, che andrebbero aggiunti.

Nella stessa Figura 3 sono fornite le stime relative a diverse tipologie di tecnologie di conversione di fonti rinnovabili e a impianti alimentati da fonti fossili.

In particolare, viene fornita la stima per impianti solari a terra "utility scale" corredati di accumulo elettrochimico, che compensa l'intermittenza della produzione, e rende quindi questa combinazione paragonabile agli impianti di produzione elettrica programmabili. Questi costi (LCOE), in Germania nel 2024, sono contenuti nell'intervallo 60-120 €/MWh. L'ampio intervallo è dovuto alle significative differenze di costo che possono avere le batterie e i sistemi fotovoltaici e alla irradiazione solare a seconda della località. Quest'ultimo fattore ci permette di affermare che in Italia, che ha radiazione solare più elevata della Germania, l'intervallo di costo può scivolare verso valori più bassi.

⁴ Edison, Ansaldo Nucleare, Il nuovo nucleare in Italia per i cittadini e le imprese, 2024 -

<https://www.edison.it/sites/default/files/2024-09/Rapporto%20Strategico%20Il%20nuovo%20nucleare%20in%20Italia%20per%20i%20cittadini%20e%20le%20impres e.pdf>

⁵ Fonte: elaborazione da dati contenuti in World Nuclear Association, Nuclear Reactors in France - <https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/summary/France>

⁶ Valori basati sul capacity factor medio europeo degli impianti solari, pari al 14% e che in Italia, in particolare nel Mezzogiorno, è superiore, quindi con un costo di generazione significativamente minore.

Dunque, pure includendo il costo delle batterie, secondo il Fraunhofer ISE il kWh solare, reso in questo modo programmabile quasi come il nucleare, costa oggi meno di quest'ultimo, a maggior ragione in Italia grazie alla maggiore disponibilità di sole.

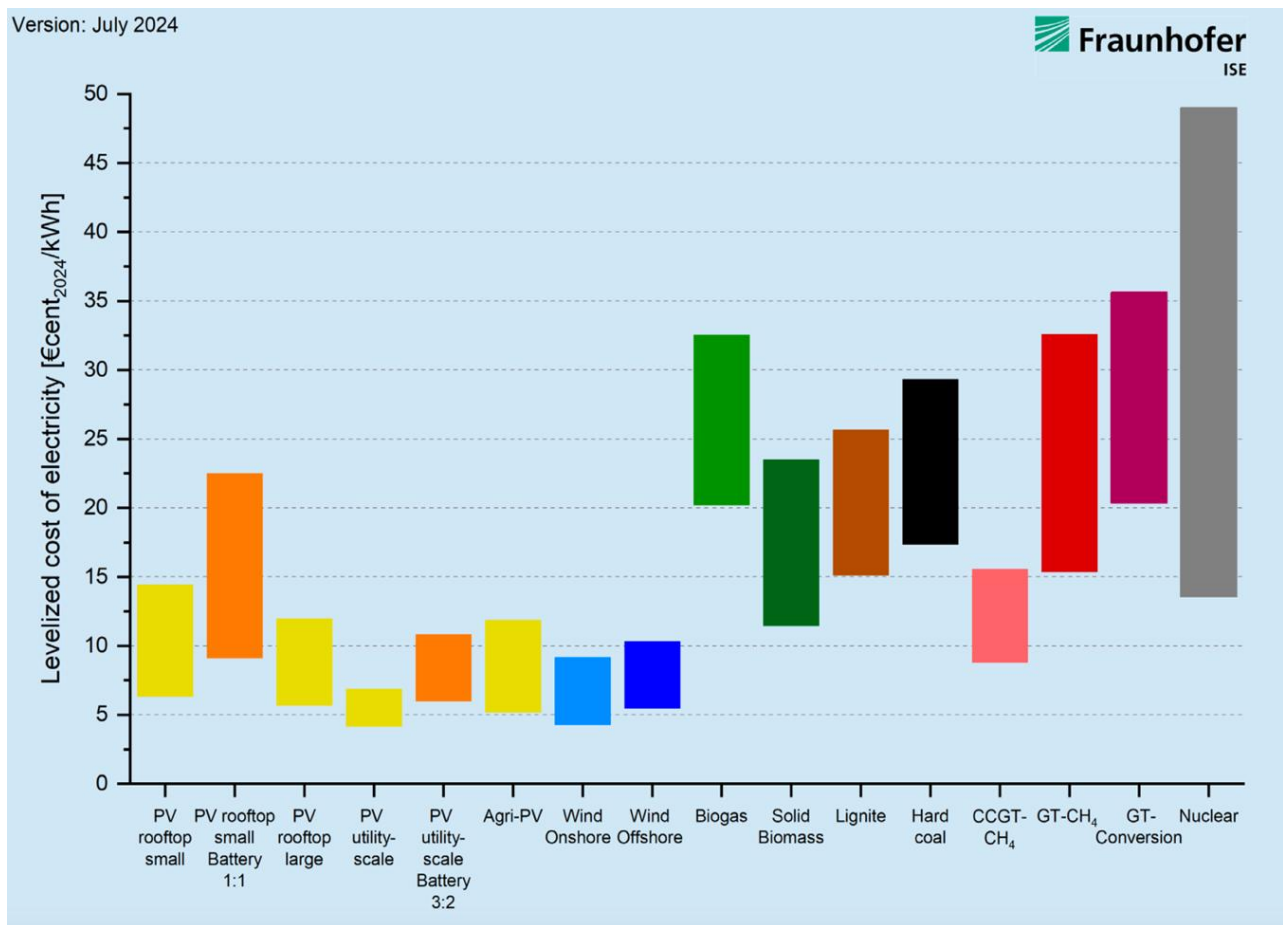


Figura 3 - LCOE delle tecnologie per le energie rinnovabili e delle centrali elettriche convenzionali in Germania nel 2024.

Il rapporto del Fraunhofer affronta il tema del capacity factor anche per altre tecnologie, non solo per il nucleare, come mostrato in Figura 4. Si vede che nel caso di valori molto bassi del capacity factor (basso numero di ore di funzionamento a potenza nominale) il costo dell'energia prodotta col nucleare può essere superiore a quella prodotta con un impianto con turbina a gas alimentata con idrogeno verde, ai costi attuali. Ciò non deve stupire, dato che impianti ad alto costo capitale e basso costo di funzionamento sono intrinsecamente inadatti a svolgere la funzione di compensazione della variabilità delle fonti solare ed eolica, mentre i più adatti sono quelli a basso costo capitale ed alto costo di funzionamento, come del caso della turbina a idrogeno. Inoltre, con una quota della produzione elettrica rinnovabile pari al 78-89% (complementare dell'11-22% nucleare, come indicato nel PNIEC 2024 e dal DDL nucleare sostenibile), durante i periodi in cui la produzione rinnovabile eccede la domanda (molto di frequente nelle mezze stagioni e in estate), bisognerà fermare alcune turbine eoliche e staccare dalla rete alcuni impianti fotovoltaici o portare a zero la produzione di alcune centrali nucleari, con una perdita di produzione che inevitabilmente incide sui costi di produzione dell'energia elettrica, aumentandoli ulteriormente, qualunque sia la scelta fatta.

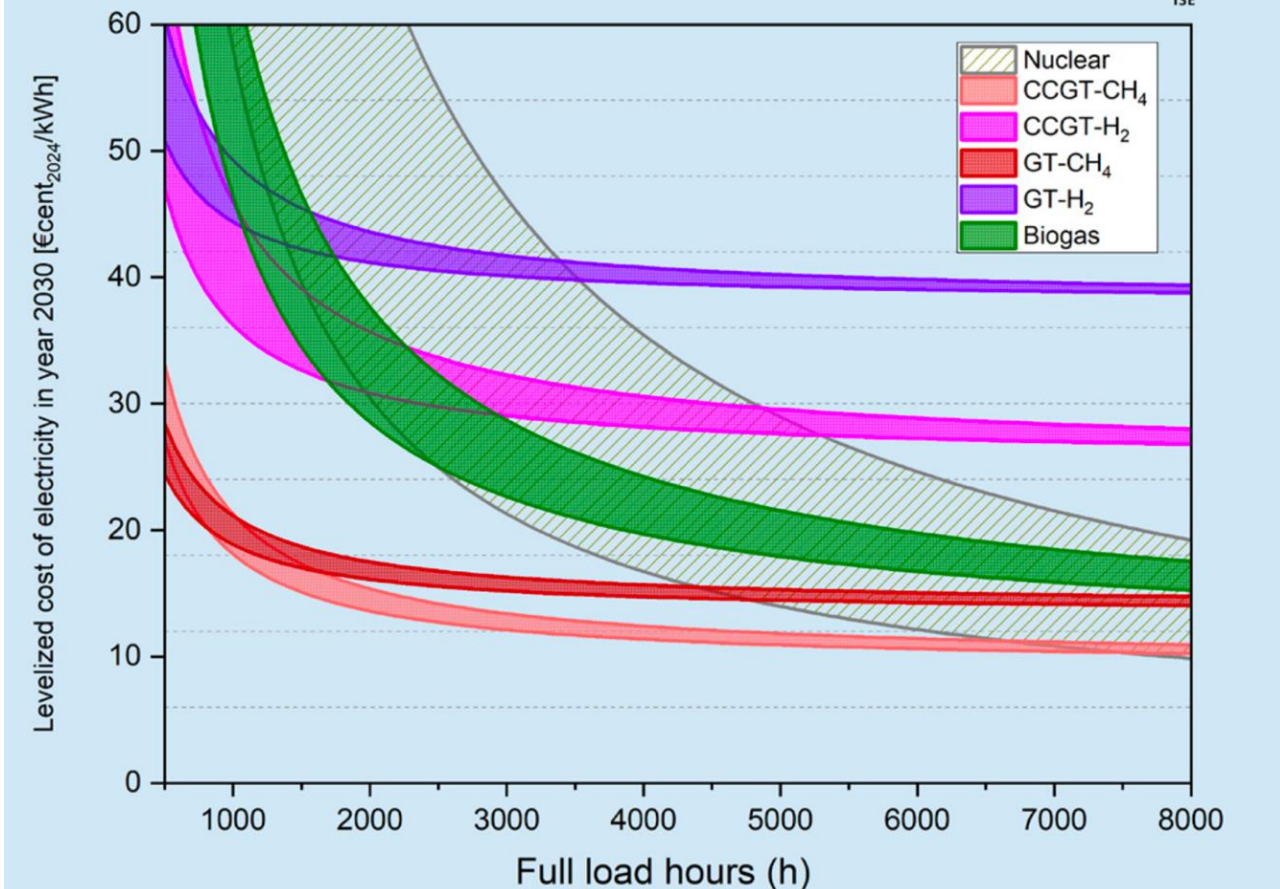


Figura 4 – Costi di generazione dell'energia elettrica per diversi tipi di impianto in funzione del numero di ore di funzionamento a piena potenza. Il rapporto fra il numero di ore a piena potenza e 8760 (numero totale delle ore in un anno) corrisponde al capacity factor.

Vale la pena pure osservare che la necessità del nucleare viene anche giustificata dalla dimensione e dal costo degli accumuli che sarebbero necessari per compensare la grande variabilità delle fonti solare ed eolica. Questa variabilità è però spesso sovrastimata perché non si considera che le due fonti sono temporalmente complementari, come mostra la Figura 5: nei mesi in cui c'è più sole c'è meno vento e viceversa. Si può quindi opportunamente dimensionare il rapporto fra potenza solare e potenza eolica installata in modo da minimizzare la variazione della produzione elettrica combinata.

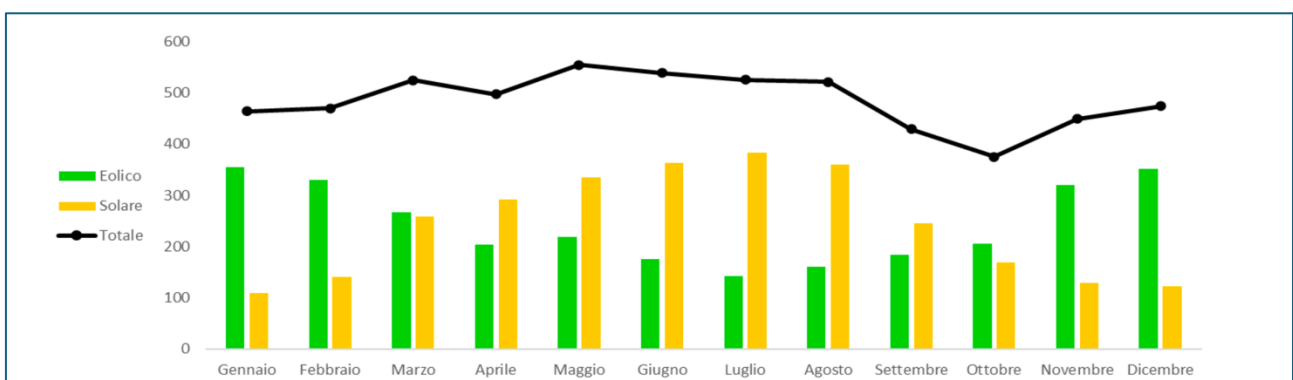


Figura 5 – Produzione mensile per 1,8 GW di solare e 1 GW di eolico, zona Sud (GWh)⁷

⁷ Documento di descrizione degli scenari 2022, Terna, Snam -

https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

Si può quindi concludere che, considerando la funzione a cui gli impianti nucleari sarebbero destinati, cioè a compensare la variabilità della produzione solare ed eolica, e i dati forniti dalle più autorevoli fonti disponibili in letteratura, l'opzione nucleare **non sembra poter assicurare un costo del kWh inferiore a quello prodotto con fonti rinnovabili pure se unite all'accumulo** e quindi non può contribuire alla riduzione del costo dell'energia elettrica per gli utenti finali. Dunque, la cosa più ragionevole e utile al paese è andare avanti il più rapidamente possibile con le rinnovabili, le cui tecnologie sono già disponibili ed economiche, e sugli accumuli, le cui tecnologie sono per gran parte già disponibili ed economicamente competitive col nucleare.