

**Gruppo di Lavoro 1**  
*Contesto, scenari e prospettive*

**RAPPORTO FINALE**

# PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

## Sommario

<b>CAP. 1 - GENERALITÀ.....</b>	<b>6</b>
<b>C1-1 SOMMARIO.....</b>	<b>6</b>
<b>C1-2 OBIETTIVI E FINALITÀ DEL GDL 1: <i>CONTESTO, SCENARI E PROSPETTIVE</i> .....</b>	<b>13</b>
<b>C1-3 COMPONENTI DEL GDL 1.....</b>	<b>14</b>
1-3.1 MEMBRI.....	14
1-3.2 SOGGETTI ESPERTI INTERNI ALLA PIATTAFORMA AUDITI.....	14
1-3.3 ESPERTI ESTERNI AUDITI .....	14
<b>CAP. 2 - RICOGNIZIONE DEL CONTESTO INTERNAZIONALE E DELLA SITUAZIONE NAZIONALE .....</b>	<b>15</b>
<b>C2-1 RICOGNIZIONE A LIVELLO INTERNAZIONALE .....</b>	<b>15</b>
<b>C2-2 SITUAZIONE NAZIONALE .....</b>	<b>21</b>
<b>CAP. 3 - MOTIVAZIONI PER IL RICORSO ALL'ENERGIA NUCLEARE .....</b>	<b>26</b>
<b>C3-1 INTRODUZIONE .....</b>	<b>26</b>
<b>C3-2 SCENARIO ENERGETICO DI RIFERIMENTO: CARATTERISTICHE ESSENZIALI DELLE TRAIETTORIE NET-ZERO.....</b>	<b>26</b>
<b>C3-3 NECESSITÀ DI RISORSE DISPACCIABILI PER LA FATTIBILITÀ TECNICA DI UN SISTEMA ELETTRICO DECARBONIZZATO E SICURO</b>	<b>29</b>
3-3.1 FATTIBILITÀ TECNICA DI UN SISTEMA ELETTRICO 100% RES .....	30
<b>C3-4 NECESSITÀ DI RISORSE DISPACCIABILI PER LA TRANSIZIONE A UN SISTEMA ELETTRICO DECARBONIZZATO IN MODO EFFICIENTE DAL PUNTO DI VISTA DEI COSTI .....</b>	<b>37</b>
3-4.1 VINCOLI GEOFISICI ALL'AFFIDABILITÀ DI UN SISTEMA BASATO SULLE FONTI INTERMITTENTI .....	37
3-4.2 SFIDE CRESCENTI PER LA DECARBONIZZAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO AL CRESCERE DELLA QUOTA DI RINNOVABILI..	38
3-4.3 MINIMIZZAZIONE DEI COSTI DI UN SISTEMA ELETTRICO DECARBONIZZATO E RUOLO PER RISORSE LOW-CARBON DISPACCIABILI .....	40
3-4.4 COMPETITIVITÀ DI COSTO DELLE DIVERSE OPZIONI LOW-CARBON IN UN SISTEMA ELETTRICO DECARBONIZZATO.....	43
<b>C3-5 POSSIBILE CONTRIBUTO DEL NUCLEARE ALLE CRESCENTI ESIGENZE DI FLESSIBILITÀ DEL SISTEMA ELETTRICO.....</b>	<b>47</b>
3-5.1 NUCLEARE COME RISORSA DISPACCIABILE .....	48
<b>C3-6 ALTRI POSSIBILI RUOLI DEL NUCLEARE IN UN SISTEMA ELETTRICO DECARBONIZZATO (CALORE E IDROGENO) .....</b>	<b>50</b>
3-6.1 PRODUZIONE DI IDROGENO.....	52
3-6.2 PRODUZIONE DI CALORE DA NUCLEARE.....	53
<b>C3-7 MOTIVAZIONI E RUOLO POTENZIALE DEL NUCLEARE NEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO .....</b>	<b>53</b>
3-7.1 SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO .....	54

# PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

3-7.2	ALTRE PECULIARITÀ DEL SISTEMA ITALIANO.....	57
<b><u>CAP. 4 -</u></b>	<b><u>ELABORAZIONE DI PROPOSTE .....</u></b>	<b><u>58</u></b>
<b><u>CAP. 5 -</u></b>	<b><u>BIBLIOGRAFIA .....</u></b>	<b><u>63</u></b>
<b><u>5.1</u></b>	<b><u>RICOGNIZIONE DEL CONTESTO INTERNAZIONALE E DELLA SITUAZIONE NAZIONALE .....</u></b>	<b><u>63</u></b>
<b><u>5.2</u></b>	<b><u>MOTIVAZIONI PER IL RICORSO AL NUCLEARE .....</u></b>	<b><u>67</u></b>

**INDICE DELLE FIGURE**

Figura 1 – Riduzione delle emissioni per misura di mitigazione nello scenario Net Zero IEA. .....	27
Figura 2 – Produzione di energia elettrica in funzione della quota di elettrificazione nei consumi finali (Tsiropoulos, 2020). ....	27
Figura 3 – Quota della generazione nucleare al 2050 nello scenario Net Zero IEA e in altri scenari IPCC. ....	29
Figura 4 – Evoluzione dei consumi finali di energia nell’insieme di scenari di decarbonizzazione contenuti nel SSP Database (Shared Socioeconomic Pathways).....	31
Figura 5 – Evoluzione della domanda di elettricità nell’insieme di scenari di decarbonizzazione contenuti nel SSP Database (Shared Socioeconomic Pathways) <sup>3</sup> .....	32
Figura 6 – Stima dell’impatto della penetrazione di fonti intermittenti sull’inerzia del sistema. .....	34
Figura 7 – Produzione scientifica relativa alla fattibilità di un sistema elettrico / energetico 100% RES. ....	35
Figura 8 – Quota di generazione elettrica dei principali gruppi di tecnologie in un insieme di scenari europei (Tsiropoulos et al 2020). ....	37
Figura 9 – Difficoltà di integrazione delle rinnovabili in funzione del loro peso nel sistema. .....	39
Figura 10 – Costo totale del sistema elettrico in funzione del peso delle rinnovabili.....	41
Figura 11 – Costo dell’elettricità in funzione del livello di decarbonizzazione e della disponibilità di risorse dispacciabili. ....	42
Figura 12 – Costo dell’elettricità in funzione del livello di decarbonizzazione e della disponibilità di risorse dispacciabili. ....	43
Figura 13 – Value adjusted LCOE. ....	44
Figura 14 – Servizi energetici classificati per scala temporale. ....	48
Figura 15 – Esempio di variazioni di carico nell’arco di una giornata dell’impianto nucleare francese Golfech 2 da 1300 MW (NREL) .....	49
Figura 16 – Sviluppo della capacità di generazione nucleare nello scenario considerato, rappresentata unicamente da nucleare avanzato (in particolare i piccoli impianti modulari: SMR, AMR e microreattori) e, in anni prossimi al 2050, da una quota di energia da fusione.....	59
Figura 17 – Richiesta di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare. ....	60

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Figura 18 – Produzione nazionale di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare. ....	61
--	----

### INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Numero di reattori e capacità installata nucleare dei primi 10 paesi. ....	15
Tabella 2 – Numero di reattori e capacità installata nucleare in costruzione. ....	16

## CAP. 1 - GENERALITÀ

### C1-1 Sommario

Riguardo agli aspetti di contesto, ad oggi nel mondo vi sono 413 reattori nucleari in funzione per un totale di circa 370 GWe. USA, Francia, Cina, Russia e Corea del Sud posseggono il 65% dei reattori, a cui corrisponde il 71% della potenza complessiva. Si tratta nella maggior parte dei casi di reattori raffreddati ad acqua di cosiddetta seconda generazione e dei primi esemplari di reattori di generazione III e III+. Gli impianti attualmente in costruzione, tutti di generazione III e III+, sono 58, per una capacità pari a circa 60 GWe; di questi, 23 sono in costruzione in Cina e 8 in India. La Cina intende raddoppiare la quota di nucleare entro il 2035 e portarla a 400 GWe al 2060, l'India prevede di triplicarla entro il 2032 e il Regno Unito intende quadruplicarla entro il 2050. La Francia ha un piano per 6 nuovi reattori di generazione III+ più potenziali altri 8, pari a oltre 22 GWe complessivi, da mettere in servizio tra il 2035 e il 2050, in aggiunta all'estensione di vita a 60 anni di almeno 30 reattori attuali. Tra i paesi nuovi entranti sulla scena nucleare, di particolare interesse il caso degli Emirati Arabi Uniti, che in appena un decennio sono stati in grado di mettere in servizio quattro grandi reattori di III generazione di progettazione coreana, partendo da zero. Si segnala inoltre la dichiarazione firmata nell'ambito della COP 28 da parte di 25 paesi, relativa all'impegno a triplicare la capacità nucleare installata entro il 2050.

Nel contesto continentale, la "Legge europea sul clima" ha stabilito l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050, il che rende necessario sviluppare fonti di energia che nella fase del loro utilizzo non diano origine ad emissioni di gas serra. Al riguardo, l'Unione ha emesso il "Regolamento sulla Tassonomia" ed uno specifico regolamento delegato che include tra le attività ecosostenibili anche la produzione di energia da nucleare. La Commissione Europea ha successivamente proposto il regolamento "Net Zero Industry Act", approvato nel corso del 2024, mirato a promuovere lo sviluppo di progetti di produzione di tecnologie "a zero emissioni nette", incluso il nucleare. Sugli Small Modular Reactor - SMR la Commissione Europea nel febbraio 2024 ha lanciato un'alleanza industriale finalizzata ad accelerare lo sviluppo, la dimostrazione e l'installazione dei primi SMR in Europa all'inizio del prossimo decennio. Di rilievo anche l'accordo raggiunto tra Parlamento e Consiglio sul regolamento sul market design, che prevede di estendere anche al nucleare gli schemi di supporto basati su contratti per differenza a due vie, nonché la proposta della Commissione relativa alla fissazione di un nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni di GHG del 90% al 2040 rispetto al 1990, per raggiungere il quale si ribadisce l'utilità del nucleare, ed in particolare degli SMR.

Nel contesto italiano, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – PNIEC ribadisce le potenzialità della ricerca e dell'industria nazionale nel partecipare a programmi di sviluppo di tecnologie nucleari innovative, quali gli SMR. Nel paese operano 7 università dedicate alla formazione e alla ricerca nel campo dell'ingegneria nucleare che negli ultimi 5 anni hanno visto raddoppiare gli studenti iscritti. Nel 2021 l'Italia ha inoltre registrato il record storico di progetti di ricerca finanziati da *Euratom*: su 47 progetti approvati, la metà (24) vede la partecipazione o la leadership di aziende (in particolare Ansaldo Nucleare), enti di ricerca (in particolare ENEA) o università italiane guidate dal CIRTEN. L'eccellenza dell'industria nazionale in campo nucleare è dimostrata dai successi all'estero. Ansaldo Nucleare ha un ruolo prominente nei progetti relativi alla centrale nucleare di Cernavoda (Romania), ENEL ha recentemente contribuito alla realizzazione di un reattore nucleare da 440 MWe in Slovacchia ed è attualmente impegnata nella realizzazione di una seconda unità, e molte altre aziende italiane sono attive nell'ambito della componentistica per

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

impianti nucleari. Infine, una recente indagine del Politecnico di Milano ha dimostrato che la filiera industriale italiana sarebbe in grado di realizzare almeno 8 Reactor Pressure Vessel per SMR all'anno, ossia i componenti più grandi e critici che contengono il nocciolo ed i principali componenti del reattore. Il PNIEC pone peraltro l'attenzione anche sulla fusione nucleare come soluzione di più lungo termine, tecnologia sulla quale la ricerca e l'industria nazionale sono parimenti attive. Di grande rilievo nel contesto nazionale è anche la mozione approvata dalla Camera dei Deputati nel maggio 2023 che impegna il Governo a partecipare alle iniziative internazionali di sviluppo e sperimentazione delle nuove tecnologie nucleari, a promuoverne l'adozione nell'ambito della politica energetica europea, a intensificare la ricerca nazionale sugli SMR e MMR e a sostenere la formazione, a strutturare le attività di regolamentazione, vigilanza e controllo, a favorire una campagna di informazione oggettiva, basata sul rigore scientifico, a sostenere la ricerca sulla fusione, a valutare ove la produzione nucleare all'estero possa contribuire a soddisfare il fabbisogno di energia nazionale e a valutare l'opportunità di inserire nel mix energetico nazionale anche il nucleare quale fonte alternativa e pulita per la produzione di energia. In linea con tali indirizzi, il MASE con decreto del 16 novembre 2023 relativo all'iniziativa Mission Innovation ha destinato 135 M€ al finanziamento di un programma di ricerca sul nucleare, gestito e coordinato da ENEA, che si avvarrà della collaborazione del Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR), quale co-beneficiario, nonché di altri partner pubblici e privati, tra cui RSE. Il programma sarà definito anche sulla base degli obiettivi della PNNS, inclusa una campagna di formazione e informazione tecnica, su vasta scala, relativa alle tecnologie nucleari.

Il MASE stesso ha quindi istituito la Piattaforma Nazionale per un Nucleare Sostenibile, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo di tecnologie nucleari a basso impatto ambientale, con elevati standard di sicurezza e sostenibilità, al fine di consentire di definire in tempi certi un percorso finalizzato alla possibile ripresa dell'utilizzo dell'energia nucleare in Italia attraverso le nuove tecnologie nucleari sostenibili in corso di sviluppo.

Riguardo invece alle motivazioni per il ricorso all'energia nucleare, le ragioni per cui il nucleare può avere un ruolo nel futuro sistema energetico italiano sono le ragioni che possono risultare discriminanti per un ruolo del nucleare nella transizione energetica. Qui la valutazione di queste motivazioni è stata svolta a partire da un'ampia revisione della letteratura, ancora relativamente nuova ma che negli ultimi anni si è sviluppata a ritmi sostenuti, sul mix di tecnologie in grado di garantire la completa decarbonizzazione del sistema elettrico in modo ottimale, con l'obiettivo di arrivare a una sintesi dello stato dell'arte della conoscenza sul tema e individuare alcune indicazioni essenziali possibilmente robuste.

### *1. Elettrificazione e decarbonizzazione accelerata del sistema elettrico: due pilastri del Net-Zero*

Due elementi essenziali della transizione Net Zero che emergono chiaramente dalla letteratura sono il ruolo prioritario assegnato al settore elettrico nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (consenso molto elevato), perché l'elettricità è tecnicamente più facile e meno costosa da decarbonizzare, e la necessità di una fortissima elettrificazione del sistema (consenso molto elevato), sia diretta (cioè negli usi finali, fino al 50% del mix nel 2050), sia indiretta (cioè per la produzione di idrogeno o e-fuel). Ne consegue che: a) un eventuale insuccesso nella decarbonizzazione completa del settore elettrico implicherebbe il probabile fallimento degli sforzi di decarbonizzazione dell'intera economia; b) ma una decarbonizzazione del settore elettrico perseguita mediante soluzioni non efficienti dal punto di vista dei costi è evidentemente più difficile da realizzare, e in più renderebbe difficile la maggiore penetrazione del vettore elettrico nel sistema, con la conseguenza che sarebbe necessario intraprendere percorsi di decarbonizzazione diversi da quelli ritenuti ottimali nella gran

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

parte della letteratura attuale. In sostanza sarebbero i due pilastri dell'intera transizione net-zero sarebbero a rischio.

### 2. *Necessità di risorse dispacciabili low-carbon per la fattibilità tecnica di un sistema elettrico decarbonizzato*

Una ragione discriminante per il ricorso al nucleare nel futuro sistema elettrico decarbonizzato è la necessità che in questo siano presenti risorse di generazione *clean firm / low-carbon* dispacciabili, cioè risorse su cui si può fare affidamento per soddisfare la domanda in ogni momento, in tutte le stagioni e per periodo lunghi (come settimane intere o più). Su questa questione la letteratura è lungi dall'essere concorde.

Secondo una review del 2017, nessuna delle analisi modellistiche, pubblicate fino ad allora, che concludevano che un sistema elettrico al 100% rinnovabile è realizzabile costituirebbe in realtà un'evidenza empirica sufficientemente rigorosa. La notevole mole di studi prodotta negli anni successivi porta però ora a ritenere che in effetti, almeno sotto ipotesi ottimistiche su molte tecnologie ancora in fase di sviluppo, un sistema elettrico decarbonizzato e sicuro basato prevalentemente su solare ed eolico può essere tecnicamente possibile (consenso medio). Ma questo sistema richiede un cambiamento radicale del modo di fornire al sistema i servizi necessari ad assicurarne stabilità, flessibilità, adeguatezza. Le sfide associate alla variabilità delle fonti rinnovabili variabili (solare ed eolico) tendono infatti ad aumentare in modo non lineare al crescere della quota di queste ultime sulla domanda annuale: garantire l'affidabilità di un sistema nel quale le fonti rinnovabili variabili coprono una quota della domanda annuale anche dell'ordine dell'80% è possibile, mediante una combinazione di stoccaggi di energia di breve durata, reti di trasmissione di lunga distanza, capacità installata in eccesso, generazione flessibile e demand side management (consenso elevato); ma se la quota delle fonti variabili sulla domanda totale supera una certa soglia (che dipende anche delle caratteristiche specifiche di ogni sistema elettrico) i mismatch temporali e spaziali tra l'elettricità disponibile e la domanda rendono molto più complesso garantire la sicurezza del sistema (consenso elevato), perché i cicli stagionali e gli eventi meteorologici imprevedibili per essere gestiti richiedono la disponibilità di tecnologie ancora in fase dimostrativa o che ancora devono essere sviluppate su larga scala.

### 3. *Necessità di risorse dispacciabili low-carbon per decarbonizzare il sistema elettrico in modo economicamente efficiente*

L'aumento non lineare della difficoltà a garantire la sicurezza del sistema elettrico quando la quota di domanda annuale coperta dalle fonti rinnovabili variabili supera una certa soglia ha una implicazione di grande rilievo: oltre quella soglia aumentano in modo non lineare anche i costi totali di sistema, e quindi diviene più difficile la sfida di decarbonizzare il sistema elettrico garantendone al contempo la sicurezza e l'economicità (consenso elevato). Questo nonostante la competitività delle tecnologie rinnovabili variabili in termini di *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), sia prevista anche rafforzarsi in futuro (consenso molto elevato). Infatti, il cosiddetto "*value-adjusted LCOE*" (IEA), che include il "valore di sistema" delle tecnologie (valutando il loro contributo in termini di adeguatezza e flessibilità), nel caso di solare ed eolico tende a salire con l'aumento della loro quota nel sistema, per via dell'incremento dei costi di sistema da esse determinato, mentre tende a scendere nel caso di introduzione nel mix energetico del nucleare e di altre risorse dispacciabili (consenso elevato). Ne deriva che, oltre una certa soglia di penetrazione di solare ed eolico, tali tecnologie non risultano più l'opzione di minimo costo, perché il loro impatto sul costo di sistema



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

più che compensa il vantaggio in termini di LCOE, e le opzioni di minimo costo complessivo divengono altre risorse di generazione low-carbon. Dunque, le possibilità di realizzare un percorso di decarbonizzazione allo stesso tempo sicuro ed efficiente dal punto di vista dei costi aumentano in modo significativo utilizzando un mix bilanciato di risorse rinnovabili variabili e di risorse *clean firm / low-carbon* dispacciabili quali il nucleare (consenso elevato).

Anche su questa valutazione, di estremo rilievo per giustificare il ricorso al nucleare, la letteratura non è uniforme, e si è sviluppata un'accesa diatriba sul rigore metodologico del filone di analisi modellistiche che ritengono possibile che un sistema elettrico al 100% rinnovabile possa risultare sicuro ed economicamente efficiente. In ogni caso, perché questo possa accadere sarebbe necessario che si realizzasse una combinazione di simultanea evoluzione ottimistica di molte tecnologie di stoccaggio dell'energia da sole e vento ancora in fase dimostrativa o ancora da sviluppare su larga scala.

In conclusione, l'enorme incertezza che caratterizza l'evoluzione futura di molte tecnologie che possono avere un ruolo importante nel percorso di decarbonizzazione, combinata con la nostra conoscenza ancora parziale delle implicazioni di un sistema elettrico decarbonizzato (anche perché i modelli utilizzati finora hanno una capacità limitata di catturare in modo sistemico tutti i fattori in gioco), porta a suggerire un approccio alla scelta del futuro mix tecnologico basato su una strategia di "copertura del rischio" e di identificazioni di percorsi di minimizzazione del rischio. Ne deriva che una strategia che mira ad allargare il portfolio di risorse low-carbon, piuttosto che a restringerlo, offre evidentemente una maggiore probabilità di realizzare una decarbonizzazione profonda del sistema in modo efficiente, perché riduce il rischio di fare affidamento sui progressi tecnologici e di costo di un numero ristretto di opzioni tecnologiche (consenso elevato).

#### 4. Potenziale del nucleare in un sistema elettrico decarbonizzato come risorsa di base e flessibile

Analisi modellistiche mostrano che le risorse "*clean firm*" (generazione elettrica da nucleare, fossili con CCS, idroelettrico, bioenergie, geotermia, idrogeno) possono ridurre i costi della decarbonizzazione anche se sono caratterizzate da LCOE molto maggiori di quelli delle rinnovabili variabili, e ciò anche nell'ipotesi di disponibilità a basso costo di tecnologie di stoccaggio di breve durata, perché batterie e domanda flessibile hanno un ruolo differente nella gestione del sistema, come fast-burst balancing resources (consenso medio).

Inoltre, queste diverse risorse "*clean firm*" non sono necessariamente in competizione fra loro (consenso medio), perché ciascuna di esse può svolgere nel sistema elettrico un ruolo distinto e complementare, funzione dei loro diversi profili di costo, dei diversi livelli di penetrazione delle risorse variabili e della capacità di stoccaggio presente nel sistema. La disponibilità di più risorse "*clean firm*" può quindi permettere di ottimizzarne l'utilizzo e ridurre il costo del sistema rispetto al caso di disponibilità di una sola di esse.

Pur tenendo conto della natura di alti costi fissi e bassi costi variabili, analisi modellistiche mostrano che il nucleare può rappresentare la più importante delle risorse "*clean firm*", operando come "*flexible base resource*", cioè come risorsa che opera prevalentemente alla massima capacità, ma che può ridurre l'output per accomodare la produzione variabile. In sistemi energetici integrati, una più efficiente modalità è quella di utilizzare il nucleare sempre alla massima capacità, producendo altri vettori energetici (calore, idrogeno) nei periodi in cui si verifica eccesso di produzione variabile.

Questa complementarità tra nucleare e rinnovabili variabili in sistemi energetici integrati può risultare rafforzata nel caso di nuovi design degli impianti nucleari (inclusi gli SMR). Nel caso dell'integrazione con lo stoccaggio di energia termica e/o con la produzione di idrogeno, il valore

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

economico di questi prodotti è tale che può ridurre i costi complessivi di sistema in modo anche significativo, riducendo la necessità di altre risorse flessibili più costose.

Infine, il nucleare può avere un ruolo importante per la sicurezza di un sistema elettrico decarbonizzato, coprendo quote significative delle necessità di servizi ancillari, come l'inerzia.

### 5. *Altri possibili ruoli del nucleare in un sistema elettrico decarbonizzato (calore e idrogeno)*

Oltre alla fornitura di elettricità e di servizi di flessibilità ci sono altri possibili contributi che gli impianti nucleari possono dare a un sistema energetico decarbonizzato.

Nel caso della produzione di idrogeno, che è visto come uno dei pilastri della transizione, la competitività economica del nucleare rispetto alle alternative (*steam reforming* del gas naturale con CCUS o del biometano, elettrolisi da fonti rinnovabili, gassificazione della biomassa) può sembrare problematica, ma anche in questo caso vanno considerati limiti e implicazioni delle opzioni alternative (*deployment* su larga scala della CCS, effettiva diminuzione dei costi e ridotto fattore di utilizzo degli elettrolizzatori, necessità di infrastrutture di trasporto a fronte della possibilità di produzione nel sito di utilizzo). Un asset del nucleare potrebbe essere destinare ad elettrolizzatori una parte rilevante della produzione di un impianto, garantendo elevati *capacity factor* annuali degli elettrolizzatori stessi, dunque flussi di idrogeno costanti e modulabili e meno necessità di stoccaggio, opzione particolarmente utile per gli usi industriali. L'utilizzo del nucleare per la produzione di idrogeno potrebbe guadagnare competitività con lo sviluppo, che è però ancora in fase sperimentale, di nuove tecnologie di elettrolisi ad alta temperatura e di produzione per via termochimica.

Anche nel caso della fornitura su larga scala di calore a zero emissioni ai consumatori industriali e alle reti di teleriscaldamento, prevista anch'essa in forte crescita a livello globale per la necessità di sostituire la produzione da fossili, la competitività economica del nucleare rispetto alle alternative (fossili con CCS, biomasse, pompe di calore) è in via di dimostrazione e dipende dalla riduzione del costo di capitale degli impianti. Alcuni SMR possono raggiungere temperature più elevate dei reattori convenzionali e possono risultare competitivi nella fornitura di calore ad alta temperatura alle industrie energivore.

Un'altra possibile opzione di utilizzo del nucleare per il soddisfacimento di domanda non elettrica sta nello sviluppo di sistemi energetici ibridi nucleare-rinnovabili, che integrano reattori nucleari, impianti rinnovabili e processi industriali e possono fornire energia per supportare molte applicazioni diverse, come la produzione di idrogeno e calore e la desalinizzazione, ma resta ancora da valutare il potenziale tecnico-economico di questi sistemi.

### 6. *Motivazioni e ruolo potenziale del nucleare nel sistema elettrico italiano*

Nel caso dell'Italia la letteratura sulle possibili traiettorie ottimali di decarbonizzazione completa del sistema elettrico è ridotta, e ancora meno sono le analisi che considerano in modo esplicito il possibile contributo del nucleare, per cui non è semplice dedurre valutazioni di consenso. Sembra però che anche nel sistema italiano siano validi gli argomenti di carattere generale sui possibili contributi del nucleare a una decarbonizzazione efficiente.

La Strategia italiana di lungo termine del 2021 (ministero dell'Ambiente), che descriveva una possibile configurazione di un sistema energetico ed elettrico decarbonizzato, sembra coerente con la letteratura prevalente nel ritenere tecnicamente fattibile un sistema elettrico decarbonizzato basato quasi esclusivamente su fonti rinnovabili: la fortissima elettrificazione (produzione elettrica

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

più che doppia di quella odierna) e l'incremento esponenziale della produzione da rinnovabili variabili sarebbe infatti gestita grazie a uno sviluppo imponente di accumuli elettrochimici, idrogeno, *e-fuel*, *power-to-heat* e altre opzioni di flessibilità della domanda.

Non si tratta però di uno scenario rappresentativo dell'evoluzione net-zero più efficiente dal punto di vista dei costi, perché non viene confrontato con scenari alternativi, comprendenti ad esempio risorse dispacciabili. E in effetti le altre (poche) analisi disponibili per un verso sembrano confermare la fattibilità tecnica della transizione net-zero, ma per altro verso evidenziano l'estrema complessità della sfida, con costi rilevanti e crescenti al crescere della penetrazione nel sistema delle rinnovabili variabili. In particolare, sarebbe sfidante realizzare le imponenti quantità di accumuli, soprattutto stagionali, necessari a coprire i consumi in modo continuativo, e risulterebbe necessario un notevole sovradimensionamento della capacità installata. Ne deriva, anche qui in linea con la letteratura, che è presumibile che l'inclusione nel mix elettrico di tecnologie programmabili a zero emissioni, come il nucleare, possa aiutare a ridurre i costi complessivi del sistema.

Una ulteriore motivazione per l'introduzione dell'energia nucleare in ambito italiano è il fatto che la tecnologia relativa sarebbe sviluppata e resa disponibile da paesi occidentali, Italia inclusa per via delle capacità industriali già evidenziate nella descrizione del contesto. Tali capacità italiane verranno ulteriormente sviluppate e rafforzate nel tempo grazie alle previste ampie partecipazioni alla supply chain europea per impianti avanzati e SMR da realizzare all'estero, che si sta organizzando ora sotto l'egida della *European SMR Industrial Alliance*. Ciò consentirebbe una elevata affidabilità nella fornitura della tecnologia stessa e nella gestione della manutenzione degli impianti nel tempo, oltre a non trascurabili ricadute economiche a livello nazionale. In tema di sicurezza degli approvvigionamenti, è importante anche considerare il fatto che paesi affidabili quali Canada e Australia sono rispettivamente al secondo e quarto posto a livello mondiale per quantità di uranio estratta (dati 2022).

Infine, anche se non si tratta di un fattore discriminante per la scelta del nucleare, giova ricordare il vantaggio derivante dal limitato consumo di suolo che caratterizza tale fonte se confrontata con le fonti rinnovabili non programmabili, quali fotovoltaico ed eolico.

Riguardo alla elaborazione di proposte per un ritorno all'utilizzo della fonte nucleare in Italia, mediante il modello del sistema energetico nazionale "*TIMES\_RSE*", utilizzato anche per definire gli scenari alla base del *Piano Nazionale Integrato Energia Clima - PNIEC 2024*, è stato realizzato un primo scenario esplorativo così caratterizzato:

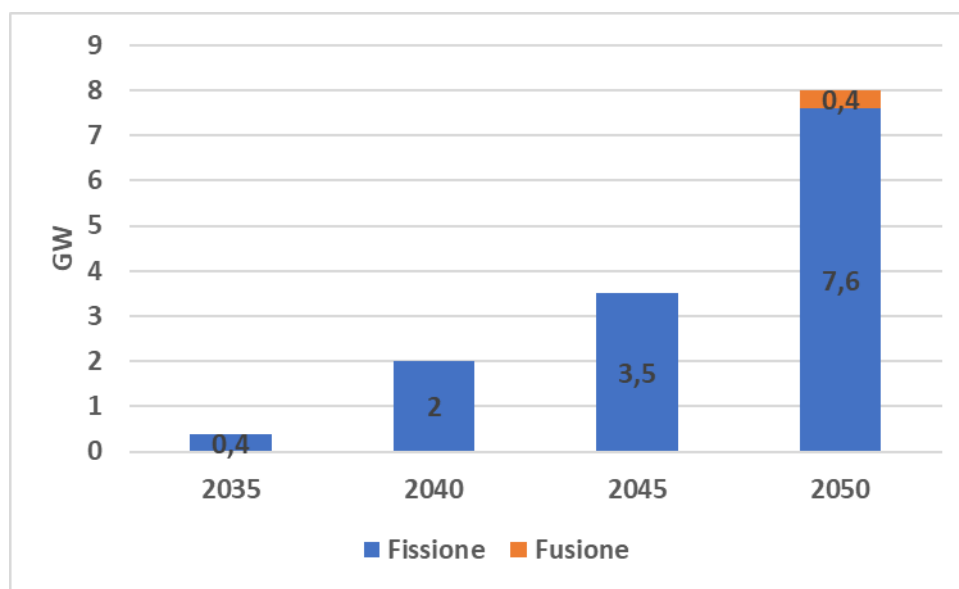
- stessi driver della domanda di servizi energetici (popolazione, numero famiglie, PIL, prezzi dei combustibili fossili, prezzi dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>, ecc.) utilizzati per lo scenario "di policy" del PNIEC 2024, definiti dalla Commissione Europea fino all'anno 2050;
- configurazione del sistema energetico al 2030 corrispondente allo scenario "*di policy*" del PNIEC 2024;
- obiettivo "*Net Zero*" al 2050 per l'intero sistema energetico, e, in particolare, anche per il solo sistema elettrico;
- possibilità di installare gli impianti nucleari, negli anni dal 2035 al 2050, fino al massimo potenziale definito dai GdL 2 e 3 della PNNS, in funzione della disponibilità delle tecnologie e della filiera di produzione industriale e del combustibile.

Il modello, dati gli obiettivi, individua la traiettoria ottimale di minimo costo complessivo del sistema energetico per raggiungerli. Il risultato dell'esercizio scenaristico ha mostrato che il potenziale stimato di sviluppo degli impianti nucleari verrebbe completamente utilizzato in tutti gli anni

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

considerati: ciò significa che il modello ha ritenuto le tecnologie nucleari sia economicamente che energeticamente convenienti.

Accertata in tal modo la convenienza del ricorso alle tecnologie nucleari, si è proseguito, con un approccio maggiormente concreto, a concentrare l'analisi su uno scenario nucleare "conservativo", caratterizzato da uno sviluppo di impianti nucleari dell'ordine della metà del potenziale massimo installabile, come mostrato nella seguente figura:



Si è quindi proceduto a confrontare due scenari:

- scenario "Senza nucleare", in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), senza la possibilità di ricorrere al nucleare;
- scenario "Con nucleare", in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), in cui è anche possibile inserire una quota di generazione nucleare, autolimitata alla metà del potenziale installabile (vedi sopra), che raggiungerebbe gli 8 GW al 2050.

I risultati dell'elaborazione mostrano che la richiesta di energia elettrica è superiore nello scenario con nucleare: infatti, mentre lo scenario senza nucleare deve compensare una maggiore quantità di emissioni ricorrendo a quelle "negative", lo scenario con nucleare, potendo produrre energia elettrica a costi inferiori rispetto agli impianti convenzionali con CCS, decarbonizza i settori di uso finale ricorrendo ad una maggiore elettrificazione e produzione di idrogeno e combustibili sintetici. Si evidenzia che al 2050, nello scenario "Con nucleare", la produzione da tale fonte copre circa l'11% della richiesta di energia elettrica. Oltre a soddisfare una maggiore richiesta, il nucleare riduce la necessità di ricorrere sia alla generazione a gas naturale con CCS, sia alla produzione da bioenergie con CCS. Degli 8 GW di capacità di generazione nucleare al 2050, circa 1,3 GW funzionano in modalità cogenerativa, fornendo al settore industriale calore per un ammontare pari a 16 TWh termici.

il modello "TIMES\_RSE" è in grado di fornire, per ciascuno scenario, il costo totale del sistema sostenuto sull'intero orizzonte temporale considerato, attualizzato ad oggi. Confrontando tali valori di costo per gli scenari considerati, pertanto, risulta che lo scenario conservativo "Con nucleare"

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

sarebbe in grado di raggiungere l'obiettivo "Net Zero" ad un costo stimato di circa 16 miliardi di € inferiore al costo dello scenario "Senza nucleare", su tutto l'orizzonte temporale preso a riferimento.

Il modello del sistema energetico nazionale "TIMES\_RSE", per la sua complessità e per l'onere computazionale che gli sarebbe richiesto, non è in grado di modellare il sistema elettrico con tutti i dettagli temporali (dispacciamento a livello orario), spaziali (vincoli di rete) e tecnici (minimi tecnici, vincoli di accensione/spengimento e di rampa degli impianti di generazione) necessari ad individuare eventuali criticità.

Occorre quindi utilizzare un modello specifico del sistema elettrico (nel caso il modello "SMTSIM" di RSE) mediante il quale effettuare una simulazione del sistema focalizzata sull'anno 2050, partendo dai risultati del modello energetico "TIMES\_RSE" relativi a domanda e offerta di energia elettrica, anche in questo caso mettendo a confronto gli scenari "Con nucleare" e "Senza nucleare".

I principali aspetti che si sono indagati con la simulazione del sistema elettrico sono:

- l'eventuale presenza di "energia non fornita", ossia l'incapacità del sistema di alimentare tutta la domanda in specifiche ore;
- l'eventuale presenza di "overgeneration", ossia di eccesso di generazione (tipicamente da fonti rinnovabili non programmabili) rispetto alla domanda in specifiche ore.

Riguardo all'energia non fornita, gli scenari non mostrano rilevanti criticità, avendo ipotizzato di poter sfruttare nelle relativamente poche ore più critiche la capacità di importazione dall'estero, assunta mediamente pari a circa 14 GW, secondo dati forniti da TERNA.

Riguardo all'overgeneration, le simulazioni del sistema elettrico mostrano:

- per lo scenario "Senza nucleare", overgeneration superiori di 3,7 TWh rispetto a quelle stimate dal modello energetico;
- per lo scenario "Con nucleare", overgeneration inferiori di 2,4 TWh rispetto a quelle stimate dal modello energetico.

Dunque, in funzione di questi risultati il costo dello scenario "Con nucleare" si ridurrebbe, all'anno 2050, del valore dell'energia corrispondente a circa 6 TWh di overgeneration. Ipotizzando di valorizzare tale energia al LCOE del fotovoltaico e dell'eolico, che in base ai parametri assunti nello scenario al 2050 si aggira attorno a 30÷40 €/MWh, tale valore corrisponderebbe a circa 200 milioni di €/anno. Ipotizzando, semplificativamente, una crescita lineare della differenza di overgeneration tra il 2040 ed il 2050, il costo corrispondente sull'orizzonte temporale considerato sarebbe dell'ordine di 1 miliardo di €, a vantaggio, come detto, dello scenario "Con nucleare".

Dunque, considerando la differenza di costo di 16 miliardi di € stimata con il modello energetico, si può concludere che lo scenario conservativo "Con nucleare" sarebbe in grado di raggiungere l'obiettivo "Net Zero" ad un costo stimato complessivo di circa 17 miliardi di € inferiore al costo dello scenario "Senza nucleare", su tutto l'orizzonte temporale preso a riferimento.

### C1-2 Obiettivi e finalità del GdL 1: *Contesto, scenari e prospettive*

Il GdL 1 si pone come obiettivi:

- la ricognizione del contesto internazionale, europeo e nazionale relativo allo sviluppo attuale e futuro dell'energia nucleare per usi civili;

## **PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE**

- la definizione delle motivazioni per il ricorso all'energia nucleare, nell'ottica dell'aggiornamento del PNIEC e degli indirizzi della mozione parlamentare n. 1-00083 approvata dalla Camera dei Deputati nella seduta del 9 maggio 2023;
- la definizione degli aspetti economici, di policy e legislativi: scenari di inserimento nel sistema energetico nazionale, strumenti di supporto, modelli di mercato;
- la definizione di proposte di azione e relative tempistiche.

### **C1-3 Componenti del GdL 1**

#### **1-3.1 Membri**

I membri del GdL 1 sono:

- RSE S.p.A – Responsabile
- ENEA – Co-responsabile
- Associazione Italiana Nucleare
- CIRIAF
- TERNA

#### **1-3.2 Soggetti esperti interni alla Piattaforma auditi**

- Consorzio RFX
- EDISON

#### **1-3.3 Esperti esterni auditi**

Nessuno.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

### CAP. 2 - RICOGNIZIONE DEL CONTESTO INTERNAZIONALE E DELLA SITUAZIONE NAZIONALE

#### C2-1 Ricognizione a livello internazionale

Ad oggi nel mondo vi sono 413 reattori nucleari in funzione, per un totale di 371,5 GWe installati e quasi 20mila anni-reattore di esperienza operativa accumulata [1]. A questi si aggiungono altri 25 reattori nucleari il cui funzionamento è temporaneamente sospeso, per una capacità ulteriore di 21,2 GWe. I primi 10 paesi con la maggiore capacità installata sono i seguenti:

Paese	Numero reattori	Capacità [GWe]
USA	93	95,8
Francia	56	61,4
Cina	55	53,2
Russia	37	27,8
Corea del Sud	26	25,8
Canada	19	13,6
Ucraina	15	13,1
Giappone	12	11,1
Spagna	7	7,1
Svezia	6	6,9

Tabella 1 – Numero di reattori e capacità installata nucleare dei primi 10 paesi.

Nel 2022 la produzione di energia elettrica da nucleare a livello globale è stata di 2682 TWh (pari al 9,2% della produzione elettrica totale), di cui 804 TWh negli USA (17,9% della produzione elettrica nazionale), 607 TWh nell'Unione Europea (21,7% della produzione elettrica dell'Unione), 418 TWh in Cina (4,7% della produzione elettrica nazionale) e 224 TWh in Russia (19,1% della produzione elettrica nazionale) [2].

Gli impianti nucleari attualmente in costruzione sono 58, per una capacità pari a quasi 60 GWe [1], come riportato nella tabella seguente:

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Paese	Numero reattori	Capacità [GWe]
Cina	23	23,7
India	8	6,0
Turchia	4	4,5
Egitto	3	3,3
Regno Unito	2	3,3
Russia	3	2,7
Corea del Sud	2	2,7
Giappone	2	2,7
Bangladesh	2	2,2
Ucraina	2	2,1

Tabella 2 – Numero di reattori e capacità installata nucleare in costruzione.

Ai paesi riportati in tabella, si aggiungono Francia, Brasile, Emirati Arabi Uniti, USA, Iran, Slovacchia e Argentina con un impianto in costruzione ciascuno.

La Cina in particolare ha un programma nazionale che prevede il raddoppio del contributo nucleare domestico al 2035, oggi limitato a circa il 5% della produzione elettrica complessiva, e un obiettivo del 18% (pari a 400 GWe) al 2060 [3], con il quale è destinata a raggiungere e superare le nazioni che oggi occupano le prime due posizioni per numero di impianti nucleari, ossia Stati Uniti e Francia. La Russia [4] è destinata ad avere un ruolo predominante sia per le realizzazioni domestiche, anche di reattori innovativi, sia per il vasto programma di realizzazione di impianti basati sulla propria tecnologia in paesi terzi: sono infatti russi 4 dei reattori in costruzione in India, nonché quelli in costruzione in Turchia (4), in Egitto (3) e in Bangladesh (2) [1].

Per quanto concerne i programmi di sviluppo, a livello mondiale conviene suddividere i paesi in tre grandi categorie: i *“big players”*, i *“newcomers”*, i paesi europei.

Nel primo gruppo sono certamente da annoverare Cina, USA, Francia, Russia, India, Regno Unito, Corea del Sud, Giappone e Canada, vale a dire complessivamente oltre i tre quarti dell'attuale nucleare mondiale. Tutti questi paesi hanno in comune rilevanti politiche di sviluppo dell'energia nucleare: dei programmi aggressivi di Cina e Russia si è già detto sopra; prospettive simili sono state delineate dal governo indiano che prevede di triplicare la potenza nucleare installata entro il 2032, portandola dagli attuali 6,3 a 22,5 GWe [5]. La quadruplicazione della potenza nucleare al 2050 (pari a 24 GWe) è obiettivo condiviso anche dal Regno Unito [6], quale parte fondamentale di una strategia di sicurezza energetica. La Francia [7] ha un piano altrettanto impegnativo per 6 nuovi reattori EPR2 (reattori di grande taglia di tipo evolutivo) più potenziali altri 8, pari a oltre 22 GWe complessivi, da collegare in rete tra il 2035 e il 2050, in aggiunta all'estensione di vita di almeno 30 reattori e allo sviluppo di SMR di varie tecnologie (iPWR, FR, MSR). Gli USA [8] sono oggi particolarmente impegnati e interessati a recuperare la leadership nello sviluppo di reattori SMR, MMR e AMR di varie tecnologie, sia per il mercato domestico, sia per quello estero. Segna invece il passo negli USA la realizzazione di impianti raffreddati ad acqua di grande taglia di tipo evolutivo, dopo l'esperienza negativa degli impianti di VC Summer e, parzialmente, di Vogtle. Il Canada [9] ha da tempo reindirizzato il proprio sistema nucleare verso la realizzazione di nuovi reattori di grande



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

taglia, di SMR e verso l'estensione di vita dei reattori installati in due centrali, per un totale di 10 unità. Anche la Corea del Sud [10], dopo il cambio di governo nel 2022, ha pianificato un incremento della potenza nucleare installata di circa il 30% al 2036 (da 24,7 a 31,7 GWe), oltre alla vendita all'estero di 10 reattori e allo sviluppo degli SMR. Infine, il Giappone [11], che dopo Fukushima ha riavviato 12 impianti nucleari di potenza, pianifica di incrementare il ruolo del nucleare nel proprio mix energetico dall'attuale 10% al 20% nel 2030, ha in programma l'estensione di vita di alcuni impianti anche oltre i 60 anni e la costruzione di reattori di nuova generazione.

Del secondo gruppo – i “*newcomers*” – fanno parte gli Emirati Arabi Uniti [12], i quali rappresentano un esempio di riferimento a livello internazionale, capaci infatti di implementare un importante programma nucleare industriale in appena un decennio con la realizzazione di quattro grandi reattori evolutivi di progettazione coreana, partendo da zero. Esperienza simile è stata quella della Bielorussia [13] con due grandi impianti evolutivi di concezione russa collegati in rete nel giro di 10 anni, anche in questo caso partendo da zero. Del gruppo “*newcomers*” fanno parte anche Turchia [14], Egitto [15] e Bangladesh [16], con la costruzione avanzata di grandi reattori evolutivi, tutti di tecnologia russa. Seguiranno Arabia Saudita, Giordania, Marocco, Ghana, Filippine, Indonesia e Malesia, con il primo di tali paesi attualmente in procinto di seguire l'esempio emiratino, ma aperto a considerare anche i reattori modulari di piccola taglia, mentre gli altri appaiono più interessati a valutare e nel caso pianificare l'adozione di soluzioni SMR, per vincoli sia di rete elettrica, sia di budget.

Infine, i paesi europei. A questo gruppo appartiene un mix di paesi con le caratteristiche dei due precedenti: sia “*big players*”, sia “*newcomers*”. Tra i paesi già nucleari, da segnalare i cambi di policy della Svezia [17], che ha abbandonato la strategia di phase-out, del Belgio [18] e dei Paesi Bassi [19], con attenzione sia ai grandi reattori “evolutivi”, sia agli SMR e AMR. Ad essi si aggiungono nazioni che mostrano un rafforzamento dell'interesse per nuove costruzioni di reattori, grandi e piccoli: Finlandia e Repubblica Ceca, che sviluppano anche tecnologia SMR domestica per teleriscaldamento, nonché Slovacchia, Romania, Bulgaria e Slovenia. I “*newcomers*” europei sono rappresentati da Polonia, Estonia e Norvegia: mentre la prima da diversi anni lavora per un programma di ingresso nel nucleare che prevede sia reattori di grande taglia di tipo evolutivo sia, in prospettiva, di SMR per applicazioni industriali ad alta temperatura, Estonia e Norvegia rappresentano una sorpresa. Entrambi i paesi puntano ad introdurre l'atomo nel loro mix energetico sfruttando la tecnologia SMR: l'Estonia a seguito di una raccomandazione da parte del gruppo di lavoro (*Nuclear Energy Programme Implementing Organization, NEPIO*) preposto a tale valutazione [20], la Norvegia a seguito di una esplicita proposta di costruzione da parte di una startup nazionale, in collaborazione con una importante utility nucleare finlandese (TVO) [21].

A livello continentale, lo sviluppo del nucleare risulta in linea con la policy energia-clima europea. Nel novembre 2018 la Commissione Europea, con la comunicazione “*Un pianeta pulito per tutti*” [22], ha definito una strategia di lungo termine con l'obiettivo di “*ribadire l'impegno dell'Europa a guidare l'azione internazionale per il clima e di delineare una transizione verso l'azzeramento delle emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050 che sia equa sul piano sociale ed efficiente in termini di costi*”.

In tale comunicazione si valutavano 8 diversi scenari di decarbonizzazione a lungo termine dell'economia europea, tutti peraltro basati sulla massimizzazione dell'efficienza energetica (secondo il principio “*energy efficiency first*” [23]), da conseguirsi in larga misura mediante elettrificazione dei consumi, diffondendo al massimo anche a tale scopo le energie rinnovabili. Al riguardo, si affermava che “*entro il 2050 oltre l'80% di energia elettrica proverrà da fonti rinnovabili (sempre più di provenienza off-shore) che, insieme a una quota di energia nucleare di circa il 15%,*

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

*saranno la spina dorsale di un sistema elettrico europeo decarbonizzato*". Un significativo ruolo sul lungo termine per l'energia nucleare è previsto anche dallo scenario "Net Zero Emission" della International Energy Agency [24], che ne vede la produzione raddoppiare dal 2020 al 2050 a livello globale.

Nel dicembre 2019 la Commissione Europea ha poi annunciato il "Green Deal Europeo" [25] che si poneva l'obiettivo di *"trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse"*. Il Green Deal è parte integrante della strategia della Commissione per attuare l'Agenda 2030 e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite [26].

Nel giugno 2021 gli obiettivi del Green Deal sono stati resi cogenti nella "Legge europea sul clima" [27] che *"stabilisce l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050, in vista dell'obiettivo a lungo termine relativo alla temperatura di cui all'articolo 2, paragrafo 1, lettera a), dell'accordo di Parigi"*. Nell'ottica dell'azzeramento delle emissioni nette al 2050, la Legge stabiliva un obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 almeno del 55% rispetto ai livelli del 1990, obiettivo perseguito mediante il pacchetto di direttive e regolamenti "Fit for 55" [28] ed il piano "RepowerEU" [29].

Appare quindi chiaro come per conseguire l'obiettivo della neutralità climatica al 2050 sia necessario sviluppare in particolare fonti di energia che nella fase del loro utilizzo non diano origine ad emissioni di gas serra: in primis le fonti rinnovabili (per le quali il piano "RepowerEU" fissa l'obiettivo 2030 di una quota del 42,5% sui consumi finali lordi di energia), ma in linea di principio anche il nucleare.

Al riguardo, l'Unione Europea nel giugno 2020 ha emesso il "Regolamento sulla Tassonomia" [30] che *"stabilisce i criteri per determinare se un'attività economica possa considerarsi ecosostenibile, al fine di individuare il grado di ecosostenibilità di un investimento"*. In tale ambito, nel marzo 2022 uno specifico regolamento delegato della Commissione [31], anche sulla scorta di uno studio del Joint Research Centre [32], ha inserito tra le attività economiche considerate ecosostenibili anche quelle relative a:

- *Ricerca, sviluppo, dimostrazione e realizzazione di impianti innovativi per la generazione di energia elettrica, su licenza delle autorità competenti degli Stati membri in conformità del diritto nazionale applicabile, che producono energia a partire da processi nucleari con una quantità minima di rifiuti del ciclo del combustibile.*
- *Costruzione ed esercizio sicuro di nuovi impianti nucleari, per i quali le autorità competenti degli Stati membri abbiano concesso il permesso di costruzione entro il 2045 in conformità della legislazione nazionale applicabile, per la generazione di energia elettrica o calore di processo, anche a fini di teleriscaldamento o per processi industriali quali la produzione di idrogeno (nuovi impianti nucleari), e miglioramenti della loro sicurezza.*
- *Modifica di impianti nucleari esistenti finalizzata al prolungamento, autorizzato entro il 2040 dalle autorità competenti degli Stati membri in conformità del diritto nazionale applicabile, della durata di servizio in esercizio sicuro degli impianti nucleari che producono energia elettrica o calore a partire dall'energia nucleare.*

Tali attività relative all'energia nucleare possono essere svolte sotto determinate condizioni specificate nel regolamento delegato. Tra di esse si segnalano le seguenti:

- lo Stato membro dispone, a decorrere dalla data di approvazione del progetto, di un fondo per la gestione dei rifiuti radioattivi e di un fondo per la disattivazione nucleare combinabili tra loro;

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- lo Stato membro ha dimostrato che, al termine della vita utile stimata della centrale nucleare, disporrà di risorse sufficienti a coprire i costi stimati della gestione dei rifiuti radioattivi e delle attività di disattivazione;
- lo Stato membro dispone di impianti di smaltimento finale in esercizio per tutti i rifiuti radioattivi ad attività molto bassa, bassa e intermedia;
- lo Stato membro dispone di un piano documentato suddiviso in fasi dettagliate per l'entrata in funzione, entro il 2050, di un impianto di smaltimento di rifiuti radioattivi ad alta attività, che descrive tutti i seguenti elementi:
  - i progetti o i piani e le soluzioni tecniche per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi dalla generazione fino allo smaltimento;
  - i progetti o i piani per la fase successiva alla chiusura dell'impianto di smaltimento, anche per il periodo in cui sono mantenuti opportuni controlli, e i mezzi da impiegare per conservare la conoscenza dell'impianto nel lungo periodo;
  - le responsabilità per l'attuazione del piano e gli indicatori fondamentali di prestazione per monitorare i progressi compiuti;
  - le valutazioni dei costi e i regimi di finanziamento;
- le emissioni di gas serra nel ciclo di vita derivanti dalla produzione di energia elettrica devono essere inferiori al valore limite di 100 gCO<sub>2</sub>e/kWh.

La Commissione Europea nel marzo 2023 ha inoltre proposto il regolamento cosiddetto "*Net Zero Industry Act*" [33] mirato a promuovere lo sviluppo di progetti di produzione di tecnologie "*a zero emissioni nette*", nella cui definizione rientrano le "*tecnologie avanzate per la produzione di energia mediante processi nucleari con una quantità minima di scorie durante il ciclo del combustibile*", nonché i "*piccoli reattori modulari e i relativi combustibili della migliore qualità*", tecnologie che si richiede abbiano raggiunto un livello di maturità tecnologica (TRL) pari almeno a 8.

Il Parlamento Europeo nel novembre 2023 ha approvato una serie di emendamenti al suddetto regolamento includendo tra le tecnologie a zero emissioni nette "*le tecnologie energetiche di fissione e fusione nucleare, comprese le tecnologie del ciclo del combustibile nucleare*". La proposta della Commissione, tuttavia, non include le tecnologie nucleari tra quelle a zero emissioni nette considerate strategiche, elencate nell'allegato al regolamento [33]. Al riguardo, il Consiglio Europeo nel dicembre 2023 ha espresso la sua posizione [35] sul regolamento, chiedendo di includere tra le tecnologie strategiche anche le "*tecnologie per l'energia da fissione nucleare, comprese le tecnologie del ciclo del combustibile nucleare*". Il "*Net Zero Industry Act*" è stato approvato dal Parlamento e dal Consiglio rispettivamente ad Aprile e Maggio 2024.

Da segnalare anche la dichiarazione della Commissione Europea del marzo 2023 sul ruolo della ricerca, dell'innovazione, dell'istruzione e dell'addestramento nella sicurezza degli *Small Modular Reactor – SMR* nell'Unione Europea [36]. A tale dichiarazione ha fatto seguito nel febbraio 2024 il lancio da parte della stessa Commissione Europea della *European Industrial Alliance on SMR* [37], aperta a tutte le organizzazioni pubbliche e private interessate a facilitare e accelerare lo sviluppo, dimostrazione e utilizzo dei primi SMR in Europa all'orizzonte del 2030, inclusa la rivitalizzazione delle catene di fornitura nucleari in Europa. Considerato lo specifico interesse italiano per gli SMR, varie industrie ed organizzazioni nazionali sottoporrono la loro domanda di adesione entro la scadenza del 12 aprile 2024.

Sul tema degli SMR, il governo britannico nel luglio 2023 ha lanciato una gara pubblica per l'assegnazione di fondi destinati a finanziare lo sviluppo di tale tipologia di impianti e ha stanziato ulteriori fondi dedicati agli AMR [38]. La gara, gestita dalla società pubblica *Great British Nuclear*, nell'ottobre 2023 ha portato alla definizione di una prima *short-list* composta da sei aziende [39].

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Nel gennaio 2024, inoltre, il governo britannico ha emesso il documento *“Civil nuclear: roadmap to 2050”* [40], nel quale si conferma l’obiettivo di disporre di una capacità installata nucleare di 24 GW entro il 2050 e si ribadisce il ruolo fondamentale degli SMR e AMR per conseguirlo.

Inoltre, nel dicembre 2023 il Parlamento ed il Consiglio europei hanno raggiunto un accordo [41] sulla proposta di regolamento della Commissione per migliorare il design del mercato elettrico, nel quale si prevede che investimenti in nuovi impianti di generazione eolici, solari, geotermici, idroelettrici non a bacino, ma anche nucleari, possano essere sostenuti mediante schemi di supporto al prezzo di vendita dell’energia che devono assumere la forma di *contratti per differenza (CfD) a due vie* o schemi equivalenti con gli stessi effetti. Il regolamento è stato successivamente approvato nel corso del 2024 [41].

Il meccanismo dei CfD a due vie è ad esempio già stato utilizzato nel Regno Unito per supportare la costruzione dell’impianto nucleare di Hinkley Point [42].

Nel febbraio 2024 la Commissione Europea, nella proposta relativa alla fissazione di un nuovo obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti del 90% al 2040 rispetto ai livelli del 1990 [43], ribadisce che tutte le tecnologie energetiche a zero o basse emissioni di carbonio, incluso il nucleare, sono necessarie per raggiungere tale obiettivo e richiama a questo riguardo la sopra citata alleanza industriale per lo sviluppo degli SMR [37], dandone il via ufficiale con l’obiettivo di installare i primi impianti nella parte iniziale del decennio 2030.

Di rilievo anche il fatto che, nel contesto della *Conference of the Parties – COP 28* sui cambiamenti climatici tenutasi nel dicembre 2023 a Dubai, per la prima volta nel cosiddetto *“First Global Stocktake”* [44], documento che valuta a che punto è il mondo rispetto al conseguimento degli obiettivi dell’Accordo di Parigi del 2015 e come le eventuali carenze debbano essere affrontate, sia stata inserita l’energia nucleare (insieme alle fonti rinnovabili e alla cattura, utilizzo e sequestro della CO<sub>2</sub>) tra quelle di cui è necessario accelerare lo sviluppo, in particolare per decarbonizzare i settori *hard-to-abate* e per la produzione di idrogeno. Sempre nell’ambito della COP 28, si segnala la dichiarazione [45] da parte di 25 paesi<sup>a</sup> relativa all’impegno a triplicare la capacità nucleare entro il 2050, riconoscendone il ruolo chiave nel raggiungere l’obiettivo di contenere l’incremento della temperatura globale entro 1,5 °C.

Nel febbraio 2024, inoltre, il meeting dell’*International Energy Agency (IEA) Governing Board* al livello ministeriale ha stabilito nel suo comunicato [46] che:

*“Those countries that opt to use nuclear energy or support its use recognise its potential as a clean energy source that can reduce dependence on fossil fuels, to address the climate crisis and improve global energy security. These countries recognise nuclear energy as a source of baseload power, providing grid stability and flexibility, and optimising use of grid capacity, while other countries choose other options to achieve the same goals. We recognise the importance of ensuring the highest standards of nuclear safety, security and non-proliferation.”*

Il rinnovato interesse per lo sviluppo dell’energia nucleare a livello internazionale è testimoniato anche:

- dalla costituzione nel maggio 2023 della *“Nuclear Alliance”* che raccoglie l’adesione di 14 paesi UE (Belgio, Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca, Estonia, Finlandia, Francia, Ungheria, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovenia, Slovacchia, Svezia) e alla quale l’Italia partecipa in veste di

---

<sup>a</sup> Armenia, Bulgaria, Canada, Corea del Sud, Croazia, Emirati Arabi Uniti, Finlandia, Francia, Ghana, Giappone, Jamaica, Marocco, Moldova, Mongolia, Olanda, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Svezia, Ucraina, Ungheria, Regno Unito, Stati Uniti d’America.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

osservatore e il Regno Unito in qualità di nazione invitata. L'Alleanza supporta politiche europee pro-nucleari e si pone l'obiettivo di sviluppare 150 GWe di capacità nucleare al 2050 [47];

- dall'organizzazione da parte del governo del Belgio e della International Atomic Energy Agency – IAEA del “Nuclear Energy Summit” [48], previsto per marzo 2024, nel quale si attende la partecipazione di una trentina di paesi con i rispettivi capi di stato e di governo, con l'obiettivo di discutere del ruolo del nucleare nell'affrontare le sfide globali sul clima, ridurre l'uso di fonti fossili, aumentare la sicurezza energetica e promuovere lo sviluppo economico.

### C2-2 Situazione nazionale

In ambito italiano, la revisione del “Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – PNIEC” [49] del giugno 2023 afferma che “Esistono inoltre grandi potenzialità per l'Italia per contribuire al rilancio dell'energia nucleare in Europa e nel mondo, in termini di partecipazione a programmi di sperimentazione su soluzioni innovative di generazione elettro-nucleare. Ciò per preparare la filiera nucleare italiana in una prospettiva al 2050 con l'impiego di tecnologie innovative. Coerentemente con queste potenzialità, occorre progressivamente favorire la partecipazione italiana a programmi internazionali ed europei”. Di conseguenza, l'Italia ritiene necessario includere il nucleare tra gli ambiti tecnologici prioritari per il sistema di ricerca nazionale.

Nonostante i due referendum contrari al nucleare (1987 post-Chernobyl e 2011 post-Fukushima) e le conseguenti decisioni politiche, l'Italia ha infatti dimostrato di essere in grado di mantenere e, anzi, sviluppare nel settore nucleare sorprendenti capacità e competenze di livello internazionale: nella ricerca, nella formazione, nella catena di forniture industriali.

Riguardo alla ricerca: sin dal 2018 l'Italia non finanzia più la ricerca sulla fissione nucleare e inoltre il tema non è presente né nel PNR (Piano Nazionale della Ricerca [50]), né nel PNRR [51], pur essendo il nucleare riconosciuto nella Tassonomia europea [31], come sopra ricordato. Nonostante ciò, nel 2021 l'Italia ha registrato il record storico di progetti di ricerca selezionati e finanziati da Euratom, l'istituzione deputata a gestire e finanziare le attività nucleari in Europa: su 47 progetti approvati, poco più del 50% (24) vedono la partecipazione o la leadership di aziende, enti di ricerca o università italiane.

Riguardo alla formazione: sin dagli anni '50 del secolo scorso nel paese operano 7 università dedicate alla formazione e alla ricerca nel campo dell'ingegneria nucleare (Palermo, Roma La Sapienza, Pisa, Bologna, Padova e i Politecnici di Torino e Milano). Sono consorziate nel CIRTEN (Consorzio Interuniversitario per la Ricerca TEcnologica Nucleare [52]) e negli ultimi 4-5 anni hanno visto più che raddoppiare il numero di studenti iscritti ai rispettivi corsi. In alcuni casi, si tratta dei corsi di laurea in ingegneria nucleare più numerosi in Europa.

Riguarda all'industria: Ansaldo Nucleare [53], tra le varie attività, gioca un ruolo preminente nei progetti relativi all'impianto nucleare di Cernavoda (Romania), mentre ENEL ha recentemente contribuito alla costruzione di un reattore da 440 MWe in Slovacchia, dove prevede di costruire una seconda unità.

Inoltre, nel 2022, periodo di massima crisi energetica europea, la Francia ha dovuto ridurre drasticamente e per lungo tempo la propria produzione elettronucleare per due motivi: diversi reattori spenti per alcuni mesi a causa della manutenzione decennale programmata e ben 12 reattori arrestati per quasi un anno dall'autorità di sicurezza nucleare francese (ASN) a causa di piccoli punti di corrosione riscontrati nelle tubazioni vicine al reattore. Per poter riavviare le proprie centrali, EDF doveva comprendere il problema, trovare una soluzione, farla approvare da ASN e

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

infine realizzarla. Giunti alla fase di realizzazione, EdF ha chiesto alle aziende francesi quali fra loro fossero in grado di realizzare i pezzi sostitutivi, tutti in acciaio inox, forgiati senza saldatura, in alta qualità, in tempi rapidi e al “giusto prezzo”. Nessuna azienda francese ha risposto. EdF si è vista quindi costretta ad estendere la ricerca ad altri paesi. Ha infine trovato due aziende in Europa in grado di rispondere alle richieste: entrambe sono italiane (*Tectubi Raccordi* [53] e *IBF* [55]). Esse hanno fornito i pezzi necessari e i 12 reattori sono tornati in funzione tra la fine del 2022 e l’inizio 2023. Questo semplice esempio, assieme alla partecipazione di aziende italiane a molteplici realizzazioni di impianti nucleari nel mondo, prova le altissime competenze e capacità dell’industria nucleare nazionale.

Va inoltre rimarcato che, da una recente indagine svolta dal Politecnico di Milano [56], emerge una potenzialità realizzativa singolare circa i componenti più grandi e critici degli SMR, vale a dire i recipienti in pressione (*Reactor Pressure Vessel - RPV*) che contengono il nocciolo e i principali componenti di un reattore nucleare ad acqua in pressione. Lavorando in stretto coordinamento, le imprese italiane identificate nell’indagine sarebbero in grado di costruire almeno 8 RPV all’anno: un numero di tutto rilievo per un mercato europeo degli SMR che, secondo una stima presentata dalla *EU SMR Pre-Partnership* [57], potrebbe vedere la realizzazione di circa 10 SMR tra il 2030 e il 2035, per poi crescere a circa 10-20 SMR all’anno nel periodo 2035-45.

Riguardo allo sviluppo dell’energia nucleare, si rappresenta anche il forte interesse dell’industria energivora nazionale: nel settembre 2022 *Federacciai*, con *Ansaldo Nucleare*, ha deciso di investire direttamente nell’ampliamento da 700 MW a 1800 MW della centrale nucleare di Krško in Slovenia in cambio di contratti pluriennali di fornitura relativi a un terzo dell’energia prodotta [58].

Il PNIEC pone peraltro l’attenzione sul “nuovo nucleare”, affermando che:

*“La competitività economica è presentata come uno dei punti di forza degli Small Modular Reactor (SMR) e Advanced Modular Reactor (AMR) e in genere è rivendicata da sviluppatori/progettisti. I fattori dirimenti per compensare l’assenza di economia di scala sarebbero: i) la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione del sito, che a sua volta ridurrebbe anche la spesa per gli interessi durante la costruzione (uno dei costi più rilevanti per gli impianti recenti di grandi dimensioni); ii) la standardizzazione e costruzione in fabbrica che, unitamente alla dimensione ridotta dell’investimento per ogni unità modulare, consentirebbe di raggiungere il pieno beneficio della curva di apprendimento più rapidamente e con una spesa complessiva inferiore”.*

Al riguardo, si evidenzia come l’attività di ricerca e sviluppo su SMR e AMR sia molto intensa a livello internazionale: nel 2022, infatti, la *IAEA* nel rapporto [59] ha censito ben 83 progetti a diversi stadi di sviluppo. Tra questi, il PNIEC stesso cita quelli (*Nuward, Rolls Royce SMR, Falcon Alfred, Newcleo LFR-AS-30, Westinghouse LFR*) che, a vario titolo, vedono il coinvolgimento di imprese italiane (*Ansaldo Nucleare, SIET* [60], *ENEA*). Si consideri al riguardo anche la lettera di intenti [61] tra *EdF, Edison, Ansaldo Energia* e *Ansaldo Nucleare*, firmata nel marzo 2023, il cui obiettivo è far leva sulle competenze specifiche dei quattro partner per valutare potenziali cooperazioni industriali per lo sviluppo dell’energia nucleare in Europa, in particolare nel campo degli SMR. Inoltre, nel novembre 2023, l’*Associazione Italiana Nucleare, EdF, Gif* [62] e *Ansaldo Nucleare* hanno firmato un accordo [63] finalizzato a rafforzare la cooperazione industriale franco-italiana nel campo dei reattori nucleari avanzati, inclusi gli SMR. A livello nazionale e nella direzione di una più stretta integrazione delle capacità e competenze italiane sul “nuovo nucleare sostenibile”, nel marzo 2024 *ENEL* e *Ansaldo Nucleare* hanno siglato un accordo di collaborazione per esaminare e valutare nuove tecnologie e modelli di business per la produzione di energia nucleare, quali ad es. SMR e AMR, e la loro applicabilità industriale.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Oltre alle iniziative sopra menzionate, *Ansaldo Nucleare* partecipa ad accordi di collaborazione con *Rolls Royce* e *GE-Hitachi* per lo sviluppo di componenti e sistemi per i rispettivi progetti di SMR. Riguardo agli AMR, l'Italia è particolarmente attiva nello sviluppo di reattori a neutroni veloci raffreddati a piombo (LFR): al riguardo, *Ansaldo Nucleare* ha accordi con *Westinghouse* per la costruzione di un impianto commerciale *first-of-a-kind* nel 2040. Inoltre, sempre *Ansaldo Nucleare*, in partnership con *ENEA*, con il supporto di *CIRTEN, S.R.S.* [64] e *Walter Tosto* [65], è coinvolta nella costruzione del dimostratore "ALFRED" in Romania. Sempre riguardo ai reattori LFR, ma anche ai Micro Reattori (MR), *Mangiarotti* [66] è stata individuata dalla *Westinghouse* come una delle industrie strategiche, nel mercato europeo, per la produzione di componenti chiave per i reattori LFR e MR sviluppati dall'azienda statunitense, grazie alle competenze disponibili nel sito di Monfalcone sui componenti per il mercato degli impianti nucleari attuali ed avanzati. È inoltre importante menzionare che *Newcleo* [67] ha in corso il processo di sviluppo e progetto di un reattore nucleare basato sulla tecnologia LFR, con un dimostratore che sarà costruito in Francia. A tale scopo, il progetto di *Newcleo* è stato supportato nell'ambito del piano di investimenti per l'industria nucleare "France 2030".

Oltre alla fissione, il PNIEC pone l'attenzione anche sulla fusione nucleare, evidenziando che essa "rientra tra le fonti di energia che, nel lungo termine (oltre il 2050), sarà in grado di garantire la sostenibilità senza produzione di CO<sub>2</sub>. Potrà pertanto essere utilizzata per soddisfare la rapida crescita della domanda globale di energia, che dovrebbe più che raddoppiare entro il 2050 per l'effetto combinato degli aumenti della popolazione e del fabbisogno energetico nei paesi in via di sviluppo".

L'Italia ha una lunga tradizione sulla ricerca sull'energia da fusione e ha sviluppato *expertise* in tutti gli aspetti scientifici, tecnologici e industriali. Inoltre, l'Italia può vantare un'esperienza riconosciuta nel progetto, costruzione ed utilizzo di sistemi sperimentali sull'energia da fusione. Oltre ad organizzazioni di ricerca quali l'ENEA, l'accademia e più recentemente RSE, anche l'industria italiana sta giocando un ruolo importante nel contesto della fusione nucleare. Infatti, l'industria nazionale ha acquisito un'esperienza eccezionale e referenze uniche nell'ambito del progetto *ITER* [68] ed è attualmente considerata tra i più significativi *player* mondiali nella produzione di componenti complessi e critici per i reattori a fusione. In particolare, l'Italia ha un ruolo di primo piano nella costruzione di *ITER* e, dei 7 miliardi di € investiti dall'Europa nel progetto, ordini per più di 2 miliardi di € sono stati assegnati alla *supply chain* italiana per la costruzione di componenti ad alta tecnologia come cavi superconduttori e magneti e la camera a vuoto.

L'industria italiana ha anche una partecipazione rilevante in progetti di *start-up* sull'energia da fusione. In particolare, *ENI* è tra gli investitori strategici di *Commonwealth Fusion Systems (CFS)* [69], una *start-up* privata del *Massachusetts Institute of Technology (MIT)*, con il maggiore investimento effettuato (oltre 2 miliardi di \$). *CFS* sta attualmente realizzando un reattore dimostrativo chiamato *SPARC* che preparerà la strada per *ARC*, che l'azienda vede come il primo impianto commerciale a fusione capace di produrre energia in rete. L'impegno di *ENI* sulla fusione include anche una collaborazione con il *MIT Plasma Science and Fusion Center* [70] e una collaborazione strategica con *UKAEA* [71] su diversi temi, tra cui materiali, ciclo del combustibile, diagnostica, fisica del plasma e tecnologie superconduttive.

Altre società italiane quali *ATB Riva Calzoni* [72], *SIMIC* [73] e *Walter Tosto* sono attive nel settore della fusione e, grazie alla loro grande esperienza nel progetto e realizzazione di componenti ad alta tecnologia, hanno firmato contratti con *CFS* per la realizzazione del reattore *SPARC*.

Riguardo alla ricerca e sviluppo nell'ambito della fusione, il contributo dell'Italia al programma europeo è tra i più significativi, secondo solo a quello tedesco. Il valore totale delle attività di ricerca

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

sulla fusione in Italia negli ultimi 10 anni supera gli 820 milioni di €, di cui 425 milioni di € coperti da fondi europei ed internazionali.

Sempre in ambito nazionale, nella seduta del 9 maggio 2023 [74] la Camera dei Deputati ha approvato la mozione n. 1-00083 [75] che impegna il Governo:

- 1) nel confermare l'obiettivo di zero emissioni al 2050, a partecipare attivamente, in sede europea e internazionale, a ogni opportuna iniziativa, sia di carattere scientifico che promossa da organismi di natura politica, volta ad incentivare lo sviluppo delle nuove tecnologie nucleari destinate alla produzione di energia per scopi civili;
- 2) ad adottare iniziative volte ad includere la produzione di energia atomica di nuova generazione all'interno della politica energetica europea, riaffermando in sede europea una posizione unitaria volta a mantenere nella tassonomia degli investimenti verdi la messa in esercizio di centrali nucleari realizzate con le migliori tecnologie disponibili;
- 3) al fine di assicurare al Paese la sicurezza energetica e il rapido raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, a porre in essere ogni utile iniziativa di sperimentazione, anche in sinergia con altri Paesi europei, nel rispetto dei migliori standard raggiunti in ambito internazionale;
- 4) a considerare l'opportunità strategica di intensificare la ricerca inerente gli SMR e MMR in Italia, favorendo l'incontro delle nostre migliori competenze in campo ingegneristico nucleare, tecnico, tecnologico e industriale, al fine di accelerare il processo di decarbonizzazione dell'industria energivora italiana e di assicurare al Paese la sicurezza energetica necessaria allo sviluppo civile ed economico;
- 5) a proseguire l'impegno nella ricerca scientifica e, al fine di formare nuovo capitale umano altamente qualificato nel settore, ad adottare ogni iniziativa utile a sostenere le università italiane in questo percorso;
- 6) ad intervenire con apposite iniziative normative per apportare le modifiche necessarie a rendere la governance e l'organizzazione dell'*Ispettorato per la sicurezza nucleare e la radioprotezione – ISIN* coerente con la sua natura giuridica di autorità indipendente, e a potenziarne le funzioni di regolamentazione, di vigilanza e controllo, e l'operatività tecnica con adeguate risorse economiche e di personale, al fine di dare piena e completa attuazione alle direttive Euratom;
- 7) ad adottare iniziative per istituire idonei percorsi di ricerca e sviluppo al fine di recuperare il ruolo dell'Italia nel campo dello studio e dello sviluppo tecnico in materia nucleare, anche attraverso convenzioni con atenei e centri di ricerca per la creazione di appositi percorsi di formazione universitaria, di ricerca e sviluppo delle competenze;
- 8) a favorire una campagna di informazione oggettiva, basata su rigore scientifico, al fine di evitare opposizioni preconcepite, con la consapevolezza che il problema dell'accettazione sociale rappresenta una tappa essenziale per la realizzazione di qualsiasi impianto energetico, anche prevedendo ex ante misure di compensazione ambientale e sociale per enti e territori, ove venissero realizzati impianti sul suolo nazionale;
- 9) a sostenere la ricerca sulla fusione a confinamento magnetico, lungo il solco già tracciato dai citati progetti, anche tenendo conto della valutazione dell'Unione Europea sulla tassonomia del nucleare e sulla sancita possibilità per gli Stati di finanziare i progetti di ricerca in merito e prevedendo incentivi alla ricerca tecnologica sui reattori a fissione nucleare innovativi tra cui i reattori modulari di piccole dimensioni e sulla fusione nucleare;
- 10) a valutare in quali territori al di fuori dell'Italia la produzione di energia nucleare possa soddisfare il fabbisogno nazionale di energia decarbonizzata e a valutare l'opportunità di promuovere e favorire lo sviluppo di accordi e partnership internazionali tra le società nazionali e/o partecipate



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

pubbliche e le società che gestiscono la produzione nucleare al fine di poter soddisfare il suddetto fabbisogno nazionale;

- 11) al fine di accelerare il processo di decarbonizzazione dell'Italia, a valutare l'opportunità di inserire nel mix energetico nazionale anche il nucleare quale fonte alternativa e pulita per la produzione di energia.

Inoltre, il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 16 novembre 2023 [76], relativo alla definizione dei programmi, progetti e attività da attuare nell'ambito dell'iniziativa *Mission Innovation* ed alla ripartizione delle relative risorse assegnate, prevede di finanziare il programma *Green Powered Future Mission* che è finalizzato alla realizzazione di attività di ricerca e sperimentazione, nonché alla realizzazione di progetti pilota e/o prototipi di componenti e di sistemi prototipali industriali nelle aree strategiche delle fonti rinnovabili, delle tecnologie di rete e stoccaggio dell'energia, dei dati e digitalizzazione di rete e del nucleare. Riguardo al nucleare, si destinano 135 milioni di € al finanziamento di progetti e attività che perseguono i seguenti obiettivi:

- 1) sviluppo dell'energia nucleare da fissione per il breve-medio periodo;
- 2) sviluppo dell'energia nucleare da fusione per il lungo periodo;
- 3) organizzazione di una campagna di formazione e informazione tecnica, su vasta scala relativa alle tecnologie nucleari;
- 4) tecnologie nucleari per usi civili per attività non energetiche.

Relativamente a tali progetti e attività, il decreto specifica che *“È stipulato un Accordo di Programma tra ENEA e DGIE per la definizione di un Programma Ricerca Nucleare (PRN) che definisce puntualmente le linee di azione fino al 31 dicembre 2026, anche sulla base degli obiettivi della Piattaforma Nazionale Nucleare Sostenibile (PNNS). Il programma di cui al primo periodo è gestito e coordinato da ENEA, che si avvale della collaborazione del Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR), quale co-beneficiario, nonché di altri partner pubblici e privati”*, tra cui RSE.

È in questo contesto nazionale, europeo ed internazionale che il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha istituito la *Piattaforma Nazionale Nucleare Sostenibile (PNNS)*, che ha la finalità di mettere a disposizione del Ministero uno strumento di raccordo e coordinamento dei diversi soggetti nazionali che, a vario titolo e livello, si occupano di energia nucleare, sicurezza e radioprotezione e rifiuti radioattivi, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo di tecnologie nucleari a basso impatto ambientale, con elevati standard di sicurezza e sostenibilità, al fine di consentire di definire in tempi certi un percorso finalizzato alla possibile ripresa dell'utilizzo dell'energia nucleare in Italia attraverso le nuove tecnologie nucleari sostenibili in corso di sviluppo. In particolare, la Piattaforma ha l'obiettivo prioritario di sviluppare linee guida e una *roadmap*, con orizzonte 2030 e 2050, per seguire e coordinare gli sviluppi delle nuove tecnologie nucleari nel medio e lungo termine, valutando, nel medio termine, le loro possibili ricadute in ambito italiano, in particolare nel settore degli *Small Modular Reactor – SMR*, dei micro-reattori *Micro Modular Reactor – MMR* e degli *Advanced Modular Reactor – AMR* di IV generazione, e le possibilità di impiego di tali tecnologie, ove provate di livello di sicurezza ed economicità adeguato, e della fusione nel lungo termine, in un'ottica di affiancamento alla sempre maggiore penetrazione della generazione di energia da fonti rinnovabili, secondo gli obiettivi indicati nell'aggiornamento del PNIEC per giungere alla decarbonizzazione totale al 2050.

Si segnala infine che nel marzo 2024 le Commissioni VIII (Ambiente, Territorio e Lavori Pubblici) e X (Attività Produttive, Commercio e Turismo) della Camera dei Deputati hanno deliberato l'avvio di un'indagine conoscitiva sul ruolo dell'energia nucleare nella transizione energetica e nel processo di decarbonizzazione.

## **CAP. 3 - MOTIVAZIONI PER IL RICORSO ALL'ENERGIA NUCLEARE**

### **C3-1 Introduzione**

Il primo obiettivo assegnato al Gruppo di Lavoro 1 della PNNS è di produrre una valutazione delle motivazioni per il ricorso all'energia nucleare. Il GdL si è dunque proposto di indagare se ci sono, e quali siano, le ragioni che portano a ritenere che il nucleare possa avere un ruolo utile nella transizione energetica a un sistema zero-carbon.

Le ragioni per cui il nucleare può avere un ruolo nel futuro sistema energetico italiano, e i fattori chiave in grado di determinare l'entità del suo contributo al mix energetico nazionale, sono le ragioni che inducono a ritenere che il nucleare possa avere un ruolo nella transizione energetica globale. La comprensione di queste ragioni è anche essenziale per valutare il potenziale del nucleare in Italia alla luce delle caratteristiche peculiari del sistema energetico italiano e quindi la possibilità di un eventuale superamento della scelta del Paese di rinunciare a questa tecnologia.

Data la complessità e la rilevanza anche politica del tema, è necessario che questa valutazione delle motivazioni per il ricorso al nucleare sia per quanto possibile robusta e difendibile, e questo richiede che la metodologia utilizzata sia scientificamente rigorosa, trasparente, riproducibile. Si è dunque effettuata un'ampia review della letteratura, in primo luogo scientifica, ma estesa anche alle pubblicazioni delle più importanti istituzioni che si occupano del sistema energetico, finalizzata a verificare lo stato dell'arte delle conoscenze su alcune questioni che possono risultare discriminanti per giustificare il ricorso al nucleare nella transizione net-zero.

L'obiettivo della ricerca di quale sia l'attuale "evidenza scientifica" su queste questioni è in linea con i principi dell'*evidence-informed policymaking* raccomandati dalla Commissione Europea ("*Better Regulation Guidelines*", "*Better regulation toolbox*"): "*evidence-based approach policy decisions need to be informed by the best available evidence (including scientific evidence, where available*" (EC, SWD(2021) 305 final).

### **C3-2 Scenario energetico di riferimento: caratteristiche essenziali delle traiettorie net-zero**

Il primo passo di una revisione della letteratura consiste nell'identificare le questioni da sottoporre a indagine. Poiché la questione generale riguarda il potenziale ruolo del nucleare nella decarbonizzazione del sistema energetico, il primo passaggio dell'analisi è comprendere quale sia il possibile portfolio di opzioni disponibili per realizzare un sistema elettrico completamente decarbonizzato.

Negli anni recenti si è sviluppata un'ampia letteratura di studi che hanno esplorato i possibili percorsi verso la "decarbonizzazione profonda" (*deep decarbonization*) del sistema energetico ed elettrico (Tsiropoulos, 2020) intesa come riduzione delle emissioni di anidride carbonica di oltre l'80% rispetto ai livelli attuali. Sebbene vi siano differenze anche significative tra i diversi studi, ne emergono anche alcuni tratti essenziali comuni, a indicare l'esistenza di un ampio consenso circa alcune caratteristiche necessarie della transizione net-zero, riassumibili nei tre punti seguenti:

1. In primo luogo, un risultato robusto della letteratura è la valutazione che la riduzione delle emissioni debba avvenire in via prioritaria, e in misura maggiore e più veloce, nel settore elettrico (Bistline, 2021), fino a emissioni zero (o perfino negative) entro il 2050. Questo

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

perché decarbonizzare il sistema elettrico è tecnicamente più facile e meno costoso rispetto ad altri settori (Subin et al. 2020). In effetti, secondo l'ultimo scenario Net Zero della IEA circa il 50% della riduzione delle emissioni al 2050 verrebbe dalla combinazione di crescente penetrazione delle rinnovabili elettriche e di elettrificazione (Figura 1).

**Figure 2.5** ▶ CO<sub>2</sub> emissions reductions by mitigation measure in the NZE Scenario, 2022-2050

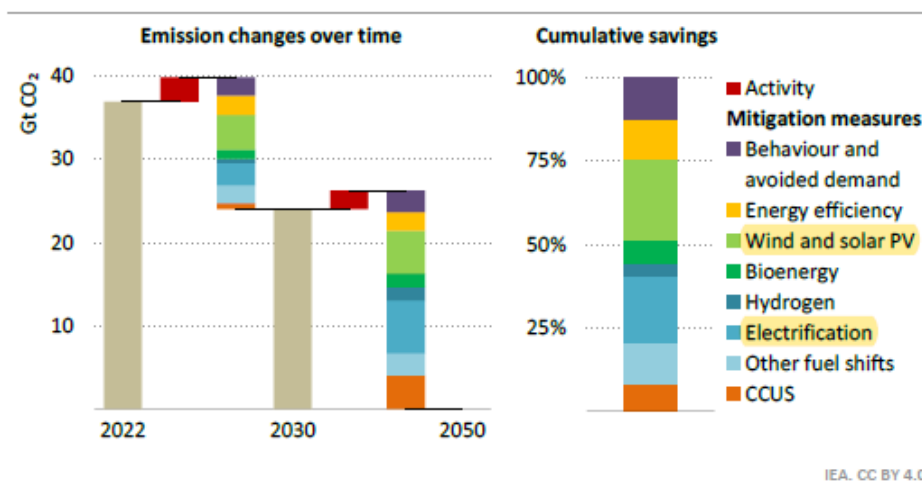


Figura 1 – Riduzione delle emissioni per misura di mitigazione nello scenario Net Zero IEA.

2. In secondo luogo, è necessaria una fortissima elettrificazione del sistema energetico, sia diretta (cioè negli usi finali, fino a oltre il 50% del mix nel 2050, Figura 2), sia indiretta (per idrogeno o e-fuel), sebbene il livello di elettrificazione ottimale sia poi specifico per ogni area geografica, come anche le conseguenti implicazioni in termini di cambiamento del profilo della domanda, di domanda di picco, di necessità di risorse flessibili.

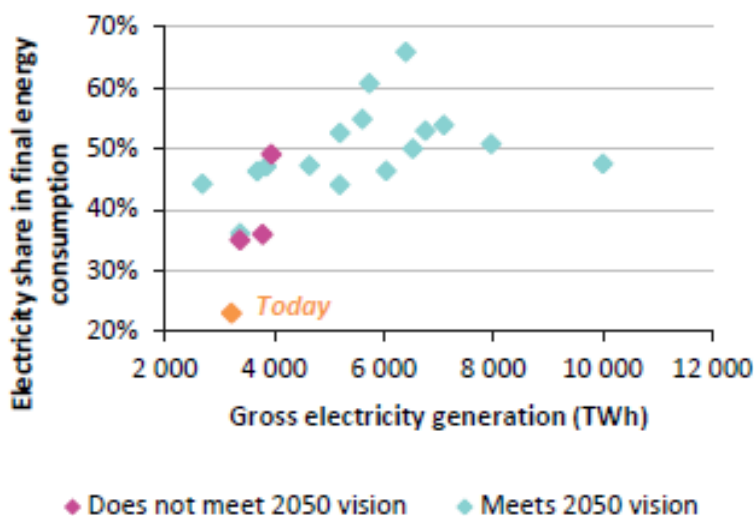


Figura 2 – Produzione di energia elettrica in funzione della quota di elettrificazione nei consumi finali (Tsiropoulos, 2020).

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

3. Infine, nella letteratura si registra un consenso significativo anche sulla necessità di ridurre le emissioni legate alla produzione di calore e sulla crescente penetrazione di idrogeno low-carbon nel sistema energetico.

Queste valutazioni di consenso hanno due implicazioni di notevole rilievo:

- a) per un verso, l'eventuale insuccesso nella decarbonizzazione completa del settore elettrico determinerebbe il probabile fallimento degli sforzi di decarbonizzazione dell'intera economia;
- b) per un altro verso, una decarbonizzazione del settore elettrico perseguita mediante soluzioni non efficienti dal punto di vista dei costi è probabile che risulti più difficile da realizzare, rendendo più difficile la maggiore penetrazione del vettore elettrico nel sistema, perché un aumento del prezzo dell'elettricità renderebbe meno attraente la sostituzione di altri vettori energetici con l'elettricità nei settori di uso finale (trasporti, riscaldamento, industria); sarebbe perciò necessario seguire percorsi di decarbonizzazione alternativi a quello ritenuto ottimale dalla gran parte della letteratura attuale, cioè quello basato sull'elettrificazione; di conseguenza, tali percorsi alternativi sarebbero non ottimali dal punto di vista dei costi.

In sintesi, «*finding feasible and affordable routes to decarbonize the power sector thus takes on outsized importance in global climate mitigation efforts*» perché «*failing to affordably decarbonize electricity could imperil global climate efforts*» (Jenkins 2018).

Queste caratteristiche essenziali del futuro sistema energetico decarbonizzato rappresentano lo scenario rispetto al quale valutare le potenzialità per un ruolo del nucleare. In effetti dall'insieme dei 97 scenari globali utilizzati dall'IPCC per il suo *Sesto Assessment Report*, scenari tutti coerenti con l'obiettivo di limitare il riscaldamento globale a 1.5°C, emerge la possibilità di uno spazio significativo per la generazione elettrica da nucleare, che pur variando in modo enorme nel set di scenari (tra 1.000 e 26.000 TWh al 2050) si colloca su un valore mediano (di 5600 TWh) circa doppio rispetto a oggi, mentre la sua quota sulla generazione totale risulta compresa tra l'1% e il 29%, con valore mediano del 7.6% (a fronte del 10% del 2021).

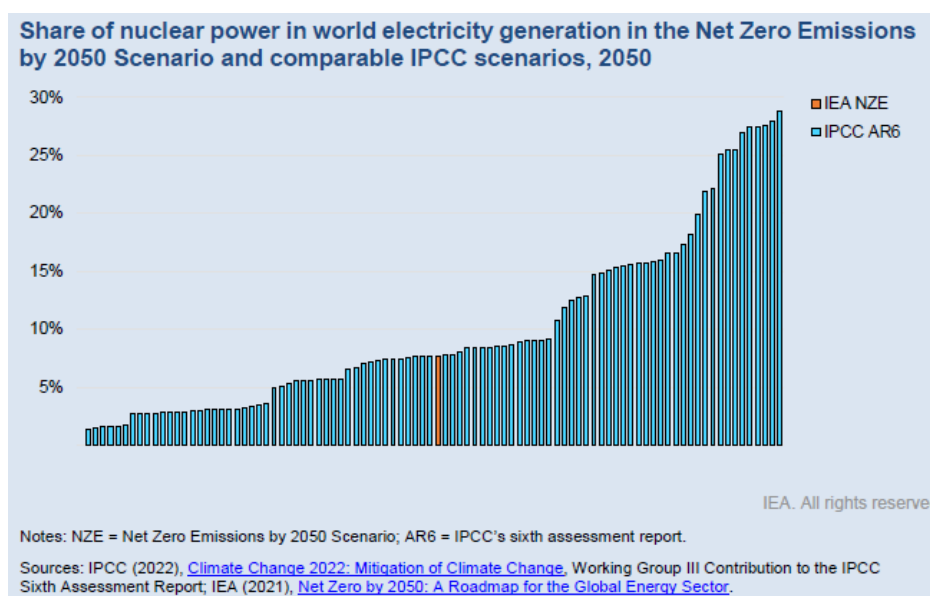


Figura 3 – Quota della generazione nucleare al 2050 nello scenario Net Zero IEA e in altri scenari IPCC.

Anche l'IPCC Special Report on 1.5°C del 2018, che considerava 90 pathways di riduzione delle emissioni sufficienti a limitare il riscaldamento globale a meno di 1,5°C, concludeva che, in media, i percorsi verso questo scenario di 1,5°C richiedono che la capacità di generazione elettrica nucleare raggiunga 1.160 gigawatt entro il 2050, rispetto ai 394 gigawatt del 2020. Un obiettivo ambizioso, ma considerato raggiungibile attraverso una combinazione di Long-Term operation of the current fleet, nuove costruzioni su larga scala e l'implementazione di Small Modular Reactor - SMR.

Si tratta dunque di indagare quali siano le ragioni che possono orientare il peso del nucleare in uno scenario Net Zero verso la parte più alta o più bassa del range di scenari. A tale scopo, nel seguito sono riportati i risultati di un'ampia revisione della letteratura, scientifica e istituzionale, che negli ultimi anni ha indagato il mix di tecnologie in grado di garantire la decarbonizzazione completa e ottimale del sistema elettrico. L'obiettivo è ricavarne una sintesi dello stato dell'arte della conoscenza sul tema e individuare alcune indicazioni essenziali possibilmente robuste.

### **C3-3      Necessità di risorse dispacciabili per la fattibilità tecnica di un sistema elettrico decarbonizzato e sicuro**

L'analisi comparata della letteratura sulle possibili traiettorie di decarbonizzazione del sistema elettrico porta a individuare un elemento che risulta essere comune a tutti gli studi, e cioè che il futuro mix di generazione elettrica sarà dominato da solare ed eolico. Nonostante questo tratto comune, dalla letteratura sembrano emergere due possibili traiettorie di decarbonizzazione, che portano a due sistemi elettrici sostanzialmente diversi (Jenkins 2018):

- un sistema che si basa principalmente (o interamente) sulle fonti rinnovabili intermittenti, supportate dagli stoccaggi dell'energia, da una maggiore flessibilità della domanda e dalla espansione delle reti di trasmissione;
- un altro sistema che si basa su una gamma più ampia di tecnologie a basse emissioni di carbonio, non solo solare ed eolico ma anche "firm resources" come nucleare, fonti fossili con cattura e stoccaggio del carbonio, idroelettrico a bacino e a serbatoio, geotermico, biomassa.

In entrambi i casi, per garantire la sicurezza del sistema all'aumentare della quota di generazione da fonti energetiche caratterizzate da forte variabilità e incertezza, risulterà in forte aumento la necessità di risorse flessibili<sup>b</sup> (a differenti scale temporali, secondi o frazioni, minuti, ore, stagioni) e dispacciabili.

Il ruolo essenziale che nel futuro sistema elettrico decarbonizzato dovranno avere le risorse flessibili e dispacciabili a basse o nulle emissioni di carbonio rappresenta la prima ragione che può rendere utile, se non necessario, un ruolo del nucleare nel futuro sistema elettrico decarbonizzato. Il nucleare da fissione è infatti oggi a livello globale la seconda maggiore risorsa di generazione

---

<sup>b</sup> Definibile come "the ability of the system to reliably and cost-effectively manage the variability and uncertainty of demand and supply" (IEA, 2021). Flexibility is needed to ensure instantaneous stability of the power system and long-term security of supply. Hour-to-hour flexibility needs in electricity systems worldwide quadruple on average from 2020 to 2050 in the NZE – twice as much as overall electricity demand. The growing share of generation linked to weather conditions (sunshine and wind) means that other generators are called upon to change their output more often and by larger amounts. Changes in the pattern of electricity demand, which varies more within the day as a result of the increasing electrification of road transport, heating in buildings, industrial processes and the expansion of electrolytic hydrogen, also drive up flexibility needs.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

dispacciabile a nulle emissioni di carbonio (dopo l'idroelettrico), e contribuisce alla flessibilità di breve termine e all'adeguatezza di molti sistemi elettrici.

### 3-3.1 Fattibilità tecnica di un sistema elettrico 100% RES

Negli anni recenti un gran numero di analisi quantitative ha esplorato la fattibilità tecnica di un sistema elettrico basato su livelli molto elevati di risorse rinnovabili variabili (vRES, variable Renewable Energy Sources), concentrandosi in particolare sulla disponibilità, in questa configurazione del sistema, di flessibilità operativa sufficiente a bilanciare la produzione variabile a varie scale temporali (dai secondi alle stagioni) (Lund et al. 2015, Kondziella et al. 2016, Mileva et al. 2016, Schlachtberger et al., 2016), includendo le risorse firm / dispacciabili a basse o nulle emissioni di carbonio, gli stoccaggi (Heide et al. 2011, Denholm et al. 2011, Safaei et al. 2015, de Sisternes et al. 2016) la flessibilità della domanda (Frew et al. 2016), l'espansione della trasmissione a lunga distanza, che in aree geografiche ampie può permettere di smussare la variabilità delle fonti rinnovabili (MacDonald et al. 2016, Schlachtberger et al. 2016, Denholm et al. 2011, Mai et al. 2014)

In una review del 2017 (Heard et al. 2017) propongono quattro criteri per valutare se gli studi pubblicati fino ad allora possano rappresentare una dimostrazione sufficientemente rigorosa della fattibilità tecnica di un sistema elettrico affidabile basato sulle sole fonti rinnovabili (100% RES). I 4 criteri sono: (1) coerenza con le valutazioni mainstream sulla domanda energetica futura; (2) elevata granularità temporale delle simulazioni dell'equilibrio domanda/offerta, che dovrebbero essere effettuate su scala oraria, di mezz'ora e di cinque minuti, inclusa la valutazione della resilienza ad eventi climatici estremi; (3) identificazione delle necessità di rinforzo delle reti di trasmissione e distribuzione; (4) inclusione nell'analisi della simulazione delle necessità di fornitura dei servizi ausiliari essenziali. La review di Heard et al. (2017) include 24 studi con un dettaglio sufficiente da poter essere considerati "potenzialmente credibili", la gran parte dei quali ottiene però punteggi molto bassi rispetto ai quattro criteri suddetti:

- su un punteggio teorico massimo pari a 7 solo tre studi raggiungono un punteggio maggiore di 3, e il punteggio più alto si ferma comunque a 4;
- otto studi (33%) non derivano da una simulazione del sistema;
- dodici (50%) si basano su previsioni non realistiche della domanda di energia;
- infine, quattro studi (tutti regionali) analizzano le necessità di trasmissione, ma solo due analizzano le esigenze di servizi ausiliari.

La conclusione di Heard et al. è che nessuno degli studi pubblicati fino al 2017 rappresenta un'evidenza empirica sufficientemente rigorosa della fattibilità di un sistema 100% RES. Va però sottolineato che, in una replica a Heard et al. (2017), Brown et al. (2018) contestano le loro valutazioni relativamente a ciascuno dei quattro criteri individuati da Heard et al. (2017), e concludono che *"100% renewable energy scenarios proposed in the literature are not just feasible, but also viable"*. I quattro criteri proposti da Heard et al. (2017) rappresentano comunque un utile schema per una discussione delle questioni principali che devono essere risolte perché si possa considerare tecnicamente fattibile un sistema elettrico 100% RES, anche alla luce dell'ampia letteratura sul tema, successiva al 2017.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

### 3-3.1.1 Importanza dell'ipotesi di evoluzione della domanda

Nel caso della plausibilità di scenari di riduzione della domanda globale di energia, è certamente vero che: a) la semplice sostituzione di energia fossile con energia rinnovabile implica una riduzione dei consumi di energia primaria, perché vengono meno le perdite di conversione e dunque aumenta l'efficienza complessiva del sistema; b) ci sono ampi margini per mantenere i living standards incrementando l'efficienza energetica.

D'altra parte, dall'ampio spettro di scenari di decarbonizzazione elaborati per l'esplorazione degli Shared Socioeconomic Pathways (Riahi et al. 2017) emerge come risultato prevalente la previsione di un trend di sostanziale aumento dei consumi finali di energia, sebbene vi sia anche un numero di scenari di contenimento della domanda sui valori attuali (Figura 4). Ancora più marcata è la proiezione prevalente circa l'evoluzione della domanda elettrica, sulla quale è anche molto elevato il consenso tra i diversi scenari (Figura 5).

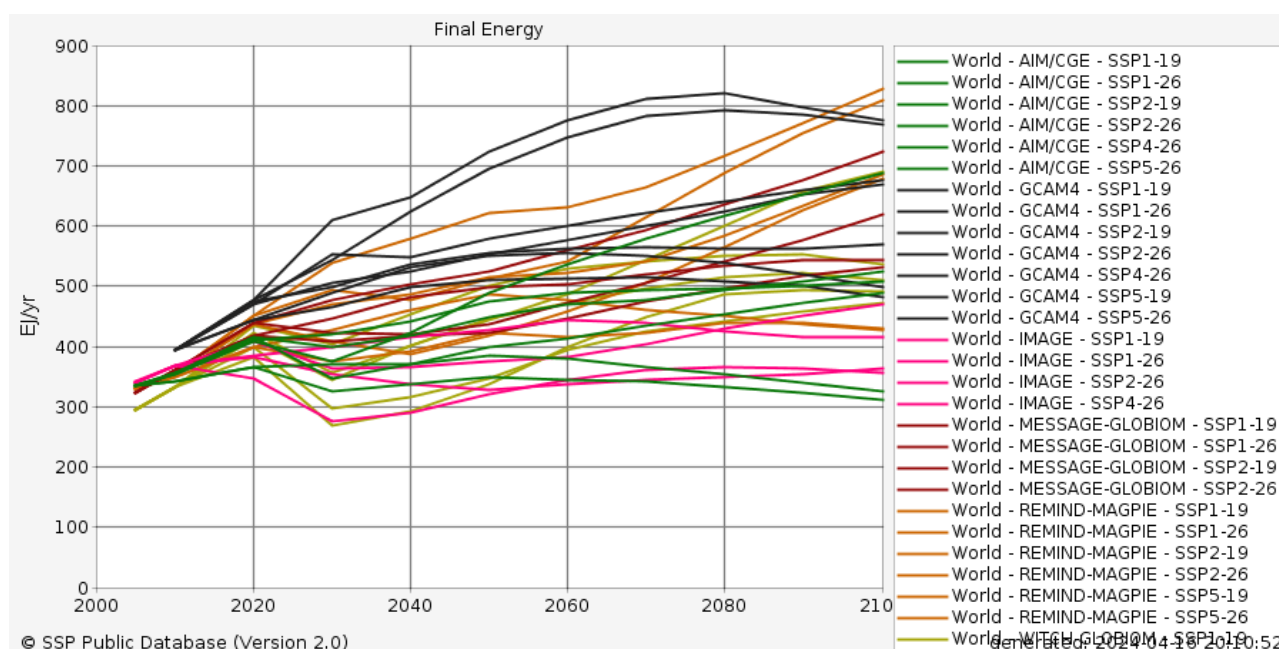


Figura 4 – Evoluzione dei consumi finali di energia nell'insieme di scenari di decarbonizzazione contenuti nel SSP Database (Shared Socioeconomic Pathways)<sup>c</sup>

<sup>c</sup> Fonte: SSP Database (Shared Socioeconomic Pathways) - Version 2.0, <https://tntcat.iiasa.ac.at/SspDb/dsd?Action=htmlpage&page=10#v2>

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

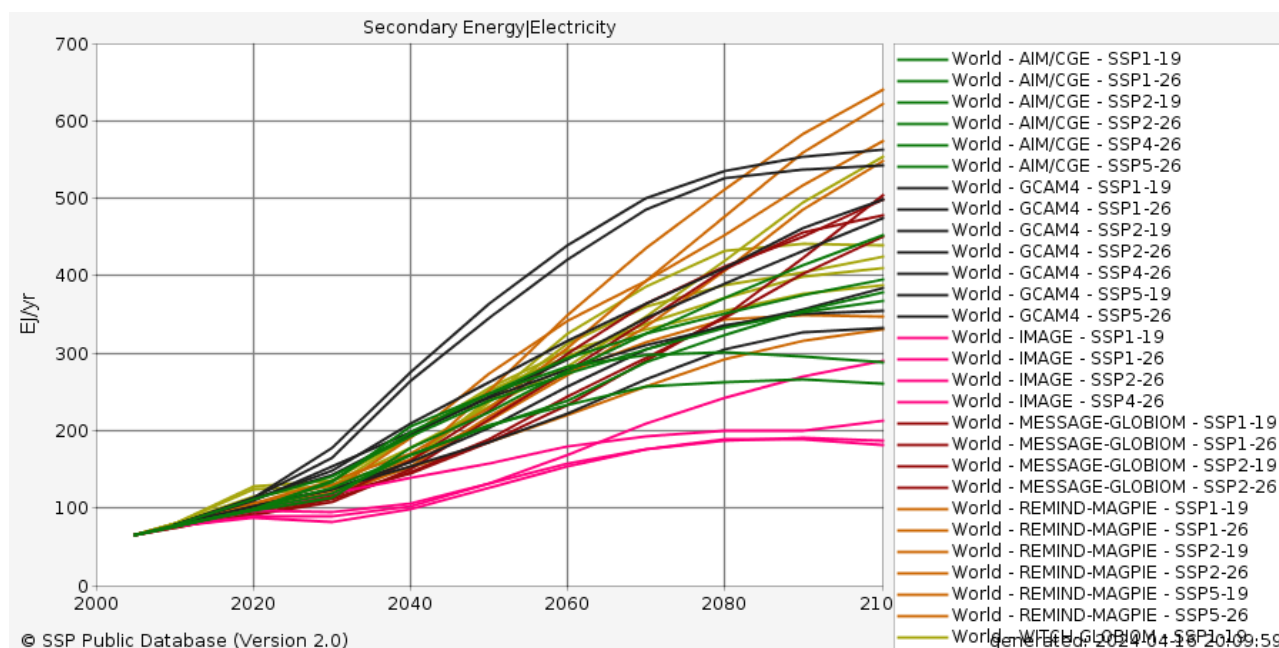


Figura 5 – Evoluzione della domanda di elettricità nell’insieme di scenari di decarbonizzazione contenuti nel SSP Database (Shared Socioeconomic Pathways)<sup>c</sup>

Riguardo allo spettro di misure di efficienza in grado di ridurre i consumi di energia a parità di servizio energetico fornito, gli stessi Brown et al. (2018) riconoscono che *“these efficiency measures are feasible, but it is not clear that they will all be socio-economically viable”*.

### 3-3.1.2 Importanza di un’adeguata risoluzione temporale nella modellazione del bilanciamento del sistema elettrico

La dimostrazione della fattibilità tecnica di un sistema elettrico decarbonizzato basato sulle sole fonti rinnovabili dipende in modo cruciale dalla valutazione della disponibilità di flessibilità operativa sufficiente a bilanciare la produzione variabile, a varie scale temporali.

Un argomento chiave a favore di questa conclusione è che *“at large spatial scales the variations in aggregated load, wind and solar time series are statistically smoothed out”* (Brown et al. 2018), per cui la gran parte della variabilità sia della domanda sia della produzione intermittente sarebbe comunque adeguatamente rappresentata anche nelle modellazioni su base oraria. Ne deriva che la mancata indagine della questione mediante simulazioni con risoluzione temporale sub-oraria non inficerebbe le dimostrazioni della fattibilità di un sistema elettrico 100% RES.

D’altra parte, ciò implica evidentemente la disponibilità di reti di trasmissione sufficientemente estese da includere aree geografiche non correlate in termini di variabilità della generazione intermittente, un fattore che può incidere in modo significativo sui costi del sistema (vedi oltre).

Inoltre, aspetto di particolare rilievo è che molti studi, anche basati su simulazioni del sistema elettrico, includono *“high proportions of dispatchable-generation sources for the provision of a reliable electricity system”*, ipotizzando un ruolo chiave per due *“intrinsically ‘stored’ resources in particular: hydro-electricity and biomass”*. Al di là della valutazione della fattibilità tecnica di un



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

sistema elettrico di questo tipo, la forte necessità di energia idroelettrica e biomassa negli scenari 100% RES solleva preoccupazioni riguardo alla sostenibilità di questi scenari:

*“100% renewable electricity is likely to be achievable only in a low-energy, high-environmental impact future, where an increasing area of land is recruited into the service of providing energy from diffuse sources. The realization of 100% renewable electricity (and energy more broadly) appears diametrically opposed to other critical sustainability issues such as eradication of poverty, land conservation and reduced ecological footprints, reduction in air pollution, preservation of biodiversity, and social justice for indigenous people”* (Heard et al 2017, pag. 1129)

Infine, un importante tratto comune a molti degli scenari 100% RES è l'ipotesi di un sostanziale breakthrough delle tecnologie di stoccaggio, sia per la flessibilità di breve periodo, sia per quella stagionale, che sembra dunque essere una condizione necessaria per la fattibilità di uno scenario 100% RES (cfr ad es. Hart e Jacobson 2012). Mentre diverse simulazioni di un sistema elettrico decarbonizzato evidenziano che *“substantial BES is required only when emissions are constrained to nearly zero and Dispatchable Zero Carbon (source) is not allowed”* (de Sistenes et al 2017, Safaei 2015), perché in sistemi che includono *“dispatchable zerocarbon generation as well as variable renewable generation, the supply provided by storage is just 2–10%”* (Safaei 2015): *“while energy storage appears essential to enable decarbonization strategies dependent on very high shares of wind and solar energy, storage is not a requisite if a diverse mix of flexible, low-carbon power sources is employed, including flexible nuclear power”* (de Sisternes 2016).

Ne deriva che la scelta di un percorso di decarbonizzazione che esclude a priori altre opzioni di generazione elettrica low-carbon dispacciabili implica il rischio che questo salto tecnologico non si realizzi.

### 3-3.1.3 Necessità di forti espansioni della capacità di trasmissione e distribuzione

Secondo alcune valutazioni, per realizzare un sistema elettrico 100% RES saranno necessarie enormi espansioni della capacità di trasmissione e distribuzione, pari ad almeno quattro volte la capacità attuale (Rodriguez et al. 2014; Becker et al. 2014). Brown et al. (2018), ritengono queste valutazioni metodologicamente discutibili, e sottolineano che i costi aggiuntivi di espansione delle reti di trasmissione non sembrano essere un fattore decisivo ad impedire un sistema 100% RES, perché tendono a rappresentare una componente minore dei costi complessivi del sistema elettrico (dell'ordine del 10–15% in Europa, cfr. Hess et al. 2018, Imperial College NERA DNV 2016), tanto che lo sviluppo delle reti tende normalmente a seguire il mix di generazione ottimale.

Queste considerazioni prescindono però dalla possibilità che si verifichino problemi di accettabilità sociale dell'espansione delle linee di trasmissione aeree, con la conseguente necessità di linee interrate, che hanno un costo multiplo rispetto a quello delle linee aeree (fino a 8 volte), oppure di produzione elettrica maggiormente distribuita sul territorio (e quindi di costi di stoccaggio). Va detto comunque che questi potenziali impatti anche significativi dei problemi di accettabilità sociale sui costi non rappresentano a rigore fattori che influenzano la fattibilità tecnica di un sistema 100% RES (non ci sono ragioni tecniche che restringono la possibile espansione delle reti), quanto piuttosto la sua fattibilità economica, dunque la sua viability (questione analizzata nel par. 4).

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

### 3-3.1.4 Capacità del sistema elettrico di fornire i necessari servizi ausiliari essenziali

L'ultima questione discussa in Heard et al. (2017) è quella di un'adeguata disponibilità di servizi ancillari in un sistema elettrico 100% RES: *"the state of research into how variable renewable sources such as wind can contribute actively to providing frequency control services is nascent"*, ma *"compelling evidence for the feasibility of 100% renewable electricity systems in relation to this criterion is absent"*. Particolarmente dibattuta è la questione della stabilità di un sistema elettrico la cui rete non è più dominata dalle tradizionali risorse di generazione sincrone, caratterizzate da inerzia meccanica, ma da risorse inverter-based: secondo un'analisi modellistica *"constraining a grid's system inertia to maintain stability influences the dispatch of power plants, but this only occurs when large renewable energy penetrations and nuclear retirements occur in parallel. This finding suggests that UC&D models without a system inertia constraint are not fully capturing the impact of variable renewable energy on the generation mix"* (Johnson et al. 2019). Secondo un'altra analisi modellistica il numero di ore annue nelle quali l'inerzia del sistema scende a livelli critici può crescere in modo esponenziale al crescere della penetrazione delle fonti intermittenti (Figura 6).

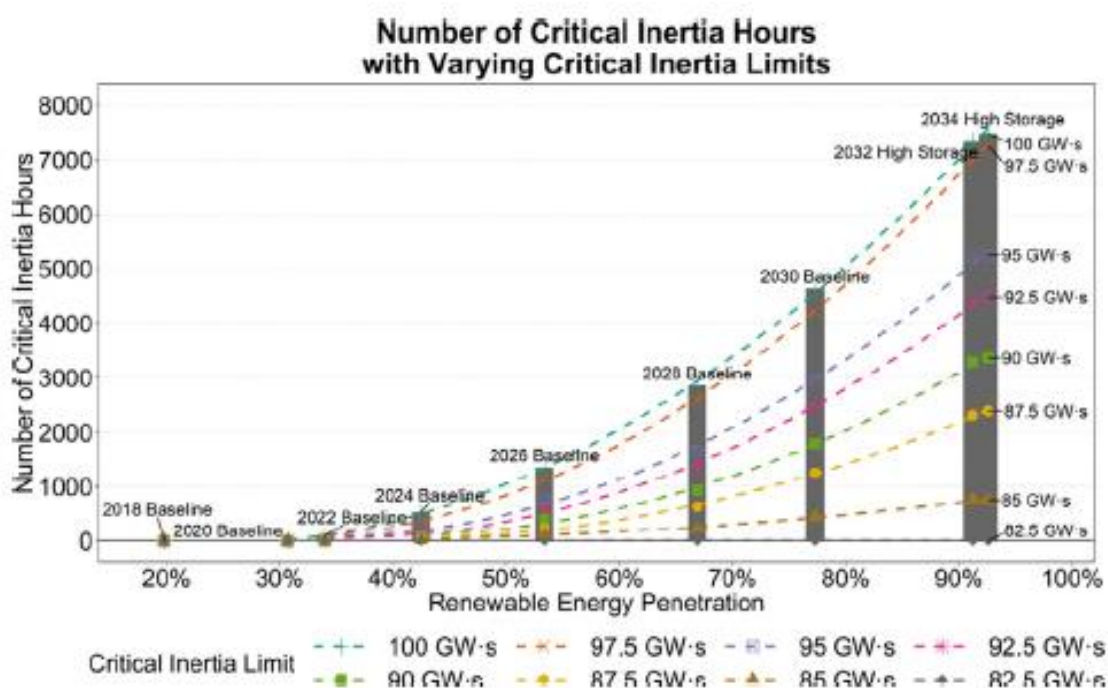


Figura 6 – Stima dell’impatto della penetrazione di fonti intermittenti sull’inerzia del sistema.

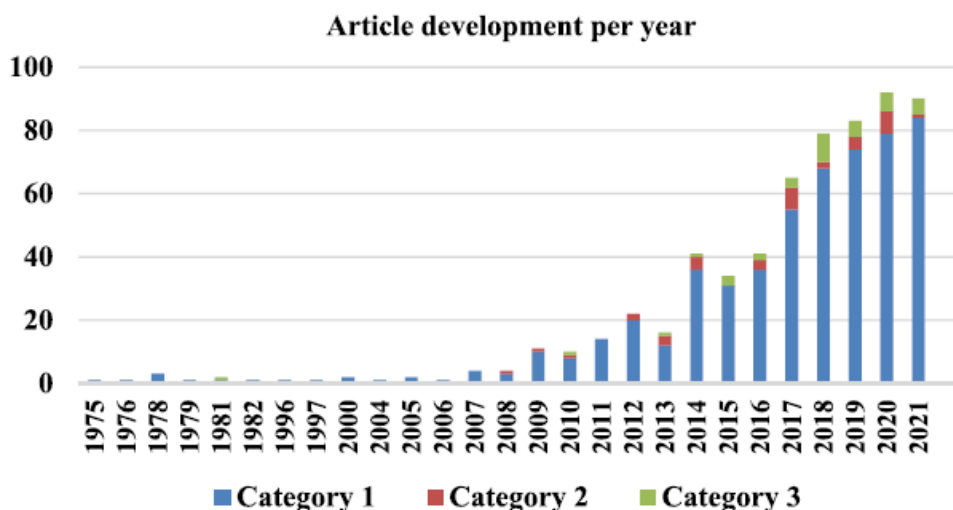
Sono comunque disponibili diverse strategie e/o tecnologie in grado di mitigare l’impatto delle fonti intermittenti sull’inerzia del sistema, garantendo la stabilità con livelli di penetrazione delle fonti rinnovabili anche superiori al 90% (Johnson 2020, Brown 2018). Ognuna di queste strategie presenta però dei trade-off, in primis in termini di costi, per cui *"the transition to a grid dominated by non-synchronous energy generation should be handled with care"*. Anche in questo caso, dunque, si tratta più di una questione di viability piuttosto che di feasibility di un sistema 100% RES.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

### 3-3.1.5 Fattibilità tecnica e sfide di un sistema 100% RES: una sintesi

Una valutazione di sintesi dei punti precedenti porta a concludere che alcune, se non tutte, le questioni che secondo Heard et al. (2017) portano a ritenere non dimostrata la fattibilità tecnica di un sistema 100% RES, possono in realtà essere affrontate e risolte. Secondo una review che copre la produzione scientifica fino alla fine del 2018, che analizza 40 studi successivi al 2014, *“multiple studies indicate that achieving deep decarbonization primarily or even exclusively with variable renewable energy (VRE) sources may be technically possible”* (Jenkins 2018).

Inoltre, la mole di studi sul tema è cresciuta enormemente negli anni recenti (Hansen et al. 2019), con un numero significativo di studi che conclude in favore della fattibilità tecnica di un sistema 100% RES (Breyer et al 2022).



**FIGURE 3.** Number of articles on 100% RE systems for categories one, two, and three according to year of publication. Category one considers at least one geographic entity for which the 100% RE research was carried out. Category two is a generic analysis, not mentioning a concrete region. Category three is dedicated to review articles with or without a concrete geographic analysis. Category one starts in 1975 with at least one article per year since 2004. Category two starts in 1996 with almost regular articles since 2008. Category three starts in 1981 with regular articles since 2013. All articles per category are listed in the Supplementary Material.

Figura 7 – Produzione scientifica relativa alla fattibilità di un sistema elettrico / energetico 100% RES.

Vanno però considerati diversi elementi di cautela:

- Una questione preliminare riguarda ancora la sufficiente granularità (temporale, spaziale, tecnologica) delle metodologie di analisi utilizzate per simulare l'ipotetico futuro sistema elettrico completamente decarbonizzato: *“only few models have yet been developed to such extent that they can describe all required sectors and features in a sufficient level of detail”* (Hansen et al. 2019).
- La letteratura sembra indicare un elevato livello di concordanza riguardo ad alcune caratteristiche essenziali di un sistema elettrico 100% RES, caratteristiche legate essenzialmente alla necessità di gestire la natura variabile della produzione solare ed eolica,

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

che in mancanza di adeguate risorse di flessibilità potrebbe dar luogo a gap tra domanda e offerta anche di durata prolungata. Questo sistema sembra richiedere la contemporanea presenza di (Jenkins et al 2018):

- 1) sovradimensionamento della capacità delle fonti intermittenti (rispetto al picco di domanda), crescente al crescere della loro quota nel mix di generazione, perché i tassi di utilizzo si riducono in modo non lineare all'aumento di quest'ultima, a causa dell'aumento non lineare del curtailment, e quindi aumenta in modo non lineare anche il costo totale del sistema;
- 2) domanda di elettricità estremamente flessibile ed elastica;
- 3) forte espansione delle reti di trasmissione di lunga distanza in grado di connettere regioni lontane con diversa variabilità della produzione intermittente;
- 4) ampia diffusione di stoccaggi di lungo periodo, per la quale è necessaria una drastica riduzione del loro costo;
- 5) disponibilità di risorse di generazione dispacciabili (le cosiddette *firm low-carbon electricity generation resources*<sup>d</sup>).

In definitiva, un sistema elettrico decarbonizzato e sicuro al 100% rinnovabile, e basato prevalentemente su solare ed eolico, può essere tecnicamente possibile ma richiede ipotesi ottimistiche su molte tecnologie ancora in fase di sviluppo.

Una conferma della difficoltà di un sistema elettrico basato sulle sole fonti rinnovabili viene dall'analisi comparata di un ampio insieme di scenari elaborati da diverse istituzioni europee, e focalizzati sui possibili pathways di decarbonizzazione del sistema energetico dell'UE (Tsiropoulos et al. 2020): *"The power sector does not necessarily phase out fossil fuels from its mix; whether to provide flexibility (e.g. gas peaking plants) or supply the system with baseload power, fossil fuel-based thermal capacity is still present in 9 out of 14 scenarios"*.

---

<sup>d</sup> Le risorse di generazione elettrica a basse emissioni di carbonio *firm*, o *dispacciabili*, cioè in grado di seguire il profilo della domanda nel corso del giorno, della settimana, delle stagioni, sono le tecnologie "that can be counted on to meet demand when needed in all seasons and over long durations (e.g., weeks or longer)". These include but are not limited to nuclear, fossil with carbon capture and storage, geothermal, biomass, and biogas or other zero carbon gas fueled power plants (Sepulveda et al., 2018).

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Figure 18 Share of electricity generation per technology in scenarios that achieve at least 90% emission reduction by 2050 and benchmark with projections for 2030 under the existing policy framework

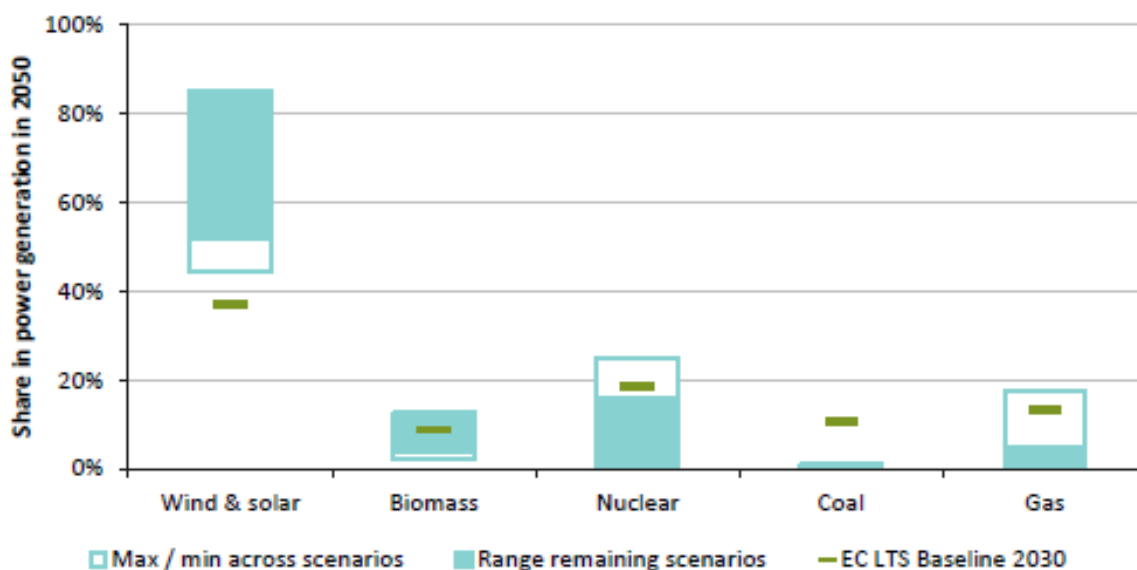


Figura 8 – Quota di generazione elettrica dei principali gruppi di tecnologie in un insieme di scenari europei (Tsiropoulos et al 2020).

### C3-4 Necessità di risorse dispacciabili per la transizione a un sistema elettrico decarbonizzato in modo efficiente dal punto di vista dei costi

#### 3-4.1 Vincoli geofisici all'affidabilità di un sistema basato sulle fonti intermittenti

Se si può concludere che dalla letteratura emerge un consenso prevalente sulla fattibilità tecnica di un sistema 100% RES, allo stesso tempo sembra però esserci *“strong agreement in the literature that reaching near-zero emissions is much more challenging—and requires a different set of low-carbon resources—than comparatively modest emissions reductions (e.g., CO<sub>2</sub> reductions of 50%–70%)”* (Jenkins et al., 2018). Le sfide associate alla variabilità delle fonti rinnovabili variabili (solare ed eolico) tendono infatti ad aumentare in modo non lineare al crescere della quota di queste ultime sulla domanda annuale: *“issues that may be manageable at more modest penetration levels can quickly become significant barriers as VRE shares approach 100% of generation”* (Jenkins et al., 2018).

La questione centrale è che quando la quota delle fonti variabili sulla domanda totale supera una certa soglia (che è funzione anche delle caratteristiche specifiche di ogni sistema elettrico) i mismatch temporali e spaziali tra la disponibilità delle risorse e la domanda rendono molto più complesso garantire la sicurezza del sistema, perché i cicli stagionali e gli eventi meteorologici imprevedibili per essere gestiti richiedono la disponibilità di tecnologie ancora in fase dimostrativa o che ancora devono essere sviluppate su larga scala.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Una adeguata combinazione di stoccaggi di energia di breve durata, reti di trasmissione di lunga distanza, capacità installata in eccesso, generazione flessibile e demand side management permette di garantire l'affidabilità di un sistema nel quale le fonti rinnovabili variabili coprono una quota della domanda annuale anche dell'ordine dell'80%. Ma coprire il restante 20% della domanda annuale di elettricità richiede di gestire i cicli stagionali della produzione solare ed eolica e i casi di condizioni meteo estreme.

Un'analisi delle caratteristiche geofisiche di solare ed eolico negli Stati Uniti, basata su 36 anni (1980–2015) di dati meteo su base oraria (Shaner et al. 2018) ha quantificato la covariabilità di solare ed eolico in funzione di tempo e luogo, su scale temporali pluridecennali e scale geografiche continentali, concludendo che:

*“achieving ~80% of demand met by solar and wind requires a US-wide transmission grid or 12 hours worth of energy storage (circa 5,4 TWh). Beyond 80%, the required amount of energy storage or excess solar/wind generating capacity needed to overcome seasonal and weather driven variabilities increases rapidly”.* I necessari massicci investimenti nello stoccaggio richiederebbero che i *“current costs of storage would need to decrease by an order of magnitude or more to constitute an economically feasible solution.”*

Un altro studio (Tong et al. 2021) ha utilizzato 39 anni (1980–2018) di dati orari per valutare la potenziale capacità di solare ed eolico di soddisfare la domanda in 42 diversi Paesi, sotto diverse ipotesi sul mix di generazione da rinnovabili e capacità di stoccaggio. Nell'ipotesi di perfetta possibilità di trasmissione dell'elettricità, ma senza stoccaggi, la domanda sarebbe soddisfatta in percentuali comprese tra il 72 e il 91% delle ore, mentre aggiungendo stoccaggi di 12 ore la copertura della domanda salirebbe all'83–94% delle ore, lasciando quindi comunque centinaia di ore annue di domanda non servita.

*“Today this would be very costly. The availability of relatively low cost, dispatchable, low-CO<sub>2</sub> emission power would obviate the need for this extra solar and wind or energy storage capacity while meeting reliability requirements over a multi-decadal timescale”.*

Livelli maggiori di affidabilità del sistema sono possibili aggiungendo accumuli, aumentando la produzione di elettricità in eccesso rispetto alla domanda annuale e/o mettendo in comune le risorse di regioni contigue e multinazionali, ma i miglioramenti marginali nell'affidabilità correlati a queste opzioni differiscono notevolmente tra paesi e regioni, in base alla loro superficie, la posizione e le risorse geofisiche. I necessari incrementi di capacità aumentano in modo esponenziale oltre una soglia di penetrazione delle fonti intermittenti, che dipende dalle specifiche risorse disponibili in ogni sistema energetico, ed è questa soglia *“geophysically-dependent point that will largely determine the cost-effectiveness of highly-reliable, renewables based electricity systems”.*

### 3-4.2 Sfide crescenti per la decarbonizzazione del sistema elettrico al crescere della quota di rinnovabili

Un quadro recente dello stato dell'arte delle conoscenze sulle sfide tecniche ed economiche da superare per raggiungere il 100% di energia elettrica rinnovabile viene da uno studio frutto di una collaborazione tra esperti del National Renewable Energy Laboratory (NREL), del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (DOE) e dell'Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) del DOE (Denholm et al 2021).

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Lo studio, che si propone di individuare *“what we know and what we do not know”* riguardo alla realizzabilità di un sistema elettrico al 100% rinnovabile, individua due categorie di sfide tecnico-economiche di un sistema 100% rinnovabile, a diverse scale temporali.

Il Balance Challenge si riferisce alla necessità di bilanciare economicamente domanda e offerta a differenti scale temporali, dalla scala di secondi o minuti richiesta per resistere a interruzioni impreviste, alla scala stagionale. La variabilità delle risorse variabili è diversa a diverse scale temporali, perché c'è il *diurnal mismatch* tra il momento della domanda di picco e il momento in cui la generazione solare ed eolica sono più elevate durante il giorno, con la conseguenza della cosiddetta *duck curve* della domanda residua, ma c'è anche un significativo disallineamento stagionale tra i profili di produzione eolica e solare e quello della domanda, mismatch che è anche più difficile da affrontare.

Secondo questo studio, proprio la sfida del bilanciamento a diverse scale temporali mostra una complessità crescente con l'aumento delle rinnovabili nel sistema: *“at current levels, renewable energy is cost-competitive (...) because the utility industry has been able to cost-effectively address the hourly and sub-hourly variability. Beyond these levels (...) studies have explored how the diurnal mismatch problem can/might be cost-effectively addressed to reach annual contribution in the range of 80% renewables. But beyond this point, in the third zone, the seasonal mismatch issue may require technologies that have yet to be deployed at large scale – so their costs and requirements are unclear”*

<https://www.nrel.gov/news/features/2021/what-we-know-and-dont-know-about-achieving-a-national-scale-100-renewable-electric-grid.html>

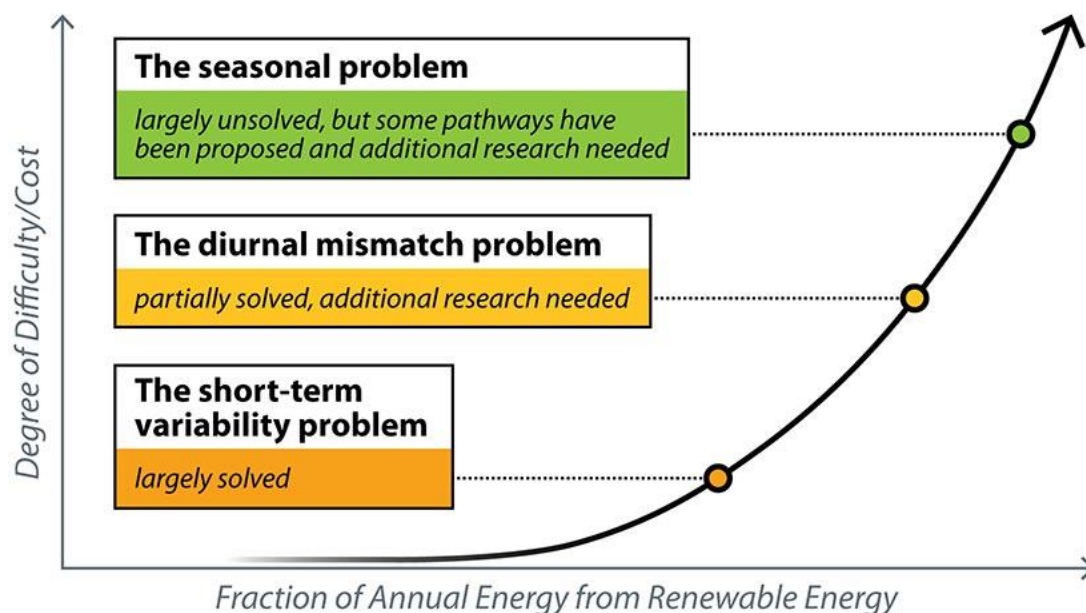


Figura 9 – Difficoltà di integrazione delle rinnovabili in funzione del loro peso nel sistema.

La seconda categoria di sfide tecnico-economiche di un sistema elettrico 100% RES riguarda il mantenimento dell'affidabilità e stabilità delle reti in presenza di risorse inverter-based, come l'eolico e il solare, e non più sull'inerzia dei generatori sincroni (Inverter Challenge).

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

La conclusione dello studio è che non esiste una risposta semplice su quanto possiamo aumentare l'impiego di energia rinnovabile prima che i costi aumentino drasticamente o che l'affidabilità venga compromessa, e l'incertezza è massima con riferimento agli ultimi punti percentuali del percorso verso il 100% di rinnovabili. Dalla letteratura non emerge infatti una soglia tecnica specifica in cui la rete “breaks”, e va considerato il rischio di non linearità e “unknown unknowns”, cioè cose che non sappiamo nemmeno di non sapere.

Molti altri studi recenti risultano in linea con lo studio di NREL (ad esempio Duan et al. 2022; Jenkins et al, 2018, Zappa et al., 2019). Secondo Bistline (2021) *“the reliability and resilience of energy systems (including potential disruptions from low-probability, high-impact physical and cyber events) are more challenging to quantify but arguably more important if the electric grid relies on variable renewables while meeting increased electrification of end uses”*.

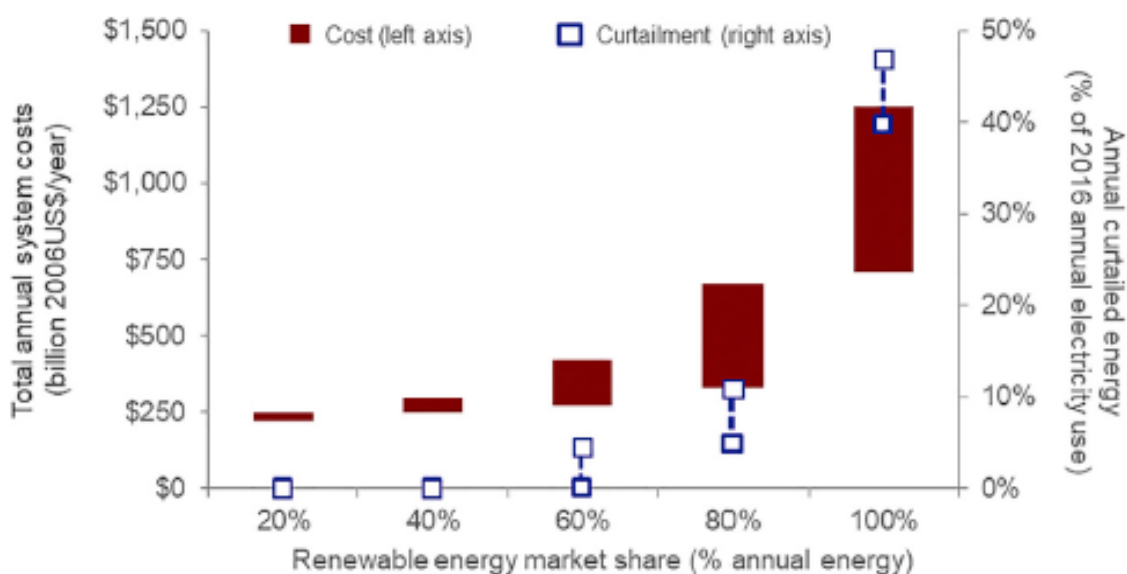
### 3-4.3 **Minimizzazione dei costi di un sistema elettrico decarbonizzato e ruolo per risorse low-carbon dispacciabili**

L'aumento non lineare della difficoltà a garantire la sicurezza del sistema elettrico quando la quota di domanda annuale coperta dalle fonti rinnovabili variabili supera una certa soglia ha una implicazione di grande rilievo: oltre quella soglia aumentano in modo non lineare anche i costi totali di sistema, e quindi diviene più difficile la sfida di decarbonizzare il sistema elettrico garantendone al contempo la sicurezza e l'economicità.

Secondo Jenkins et al. (2018) a livelli molto elevati di penetrazione delle fonti rinnovabili è necessario *“overbuilding total installed capacity (relative to peak demand) to produce sufficient energy during periods when available wind or solar output is well below average”*. Di conseguenza, quando la produzione da solare ed eolico è abbondante ci sarà un eccesso di generazione, che deve essere tagliato o stoccato. Ma se *“overgeneration and curtailment are manageable at lower penetration levels, the challenge increases significantly as VRE supply reaches high levels”*. Al punto che vi sono stime di necessità di *curtailment*, in caso di sistema 100% RES, pari al 40% della domanda, e costi totali del sistema che di conseguenza aumentano in modo non lineare (Figura 10)



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE



**Figure 2. Nonlinear Increases in Total Annual Electricity System Cost and Curtailed Wind and Solar Energy as Renewable Energy Share Increases**

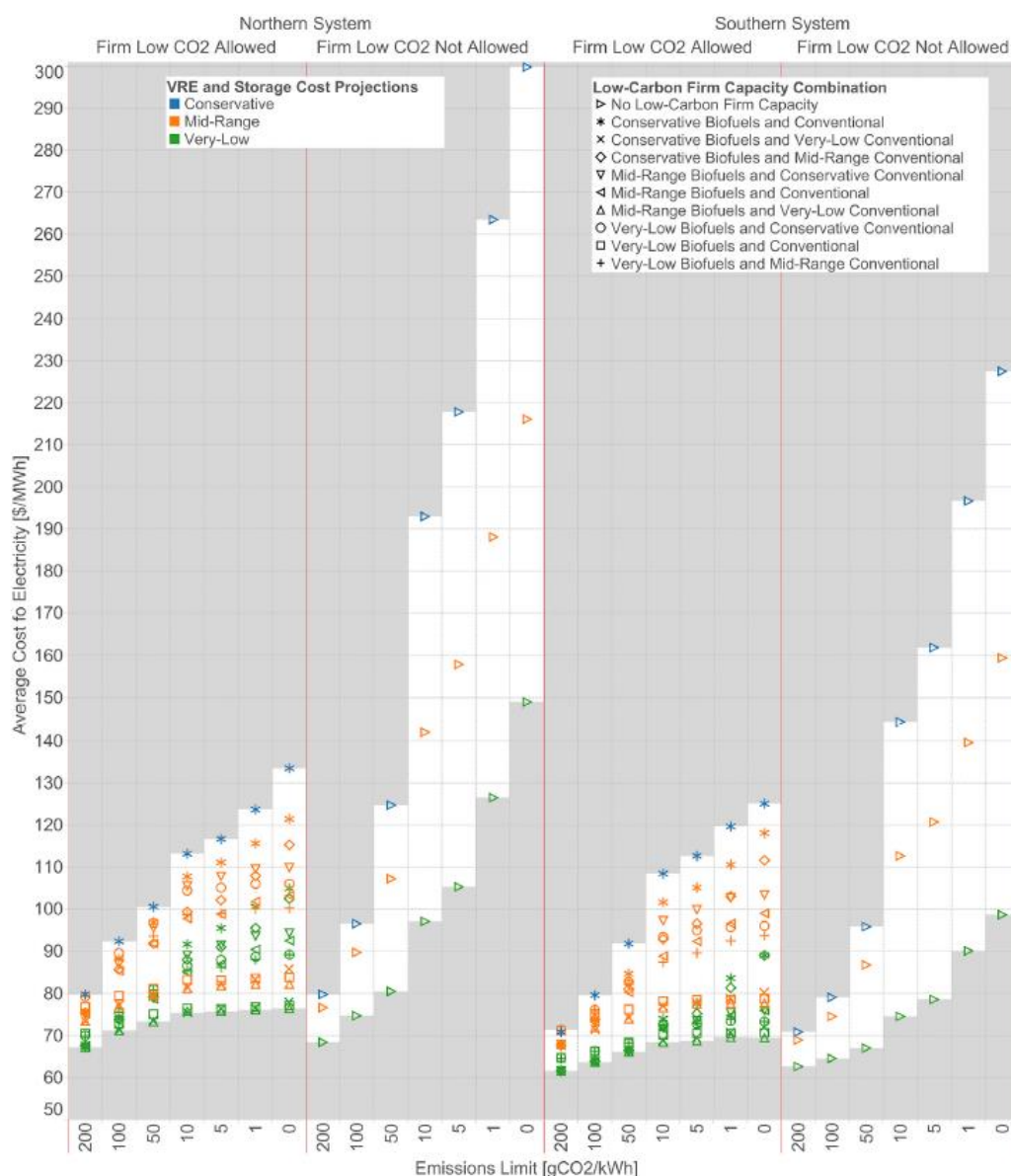
Figura 10 – Costo totale del sistema elettrico in funzione del peso delle rinnovabili.

Conseguenza ultima della complessità crescente dell'integrazione delle fonti rinnovabili al crescere del loro ruolo nel sistema è che la realizzazione di un sistema elettrico decarbonizzato in modo economicamente efficiente probabilmente comporterà una quota di generazione rinnovabile elevata ma inferiore al 100%, mantenendo uno spazio per risorse non rinnovabili ma a basse emissioni di carbonio, perché *“technology restrictions result in higher costs when it comes to meeting the last 10% of electricity demand with renewable energy”*

(<https://www.nrel.gov/news/features/2021/what-we-know-and-dont-know-about-achieving-a-national-scale-100-renewable-electric-grid.html>).

In effetti una questione molto dibattuta negli ultimi anni, che è anche una potenziale ragione discriminante per giustificare il ricorso al nucleare, è se nel futuro sistema elettrico decarbonizzato sia assolutamente necessaria la presenza di risorse di generazione low-carbon firm / dispacciabili, cioè risorse su cui si può fare affidamento per soddisfare la domanda in ogni momento, in tutte le stagioni e per periodo lunghi (come settimane intere o più). Secondo molte analisi lo sfruttamento di firm low-carbon resources, in grado di rispondere alle variazioni sia della domanda, sia della produzione di energia rinnovabile, può abbassare il costo di un sistema energetico a basse o nulle emissioni di carbonio, riducendo la capacità di generazione e stoccaggio necessaria, migliorando l'utilizzo delle risorse ed evitando tagli massicci della generazione da rinnovabili (Sepulveda et al. 2018, Heuberger et al. 2016, Mileva et al. 2016, Safaei et al. 2015, de Sisternes et al. 2016, Heuberger et al. 2017)

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE



**Figure 1. Average Cost of Electricity under Different Technology Assumptions and CO<sub>2</sub> Emission Limits for the Northern and Southern Systems**  
 For cost comparisons, compare visually each of the green (or orange or blue, depending on the VRE and storage cost assumptions) cases in the first panel (where firm resources are included) with the green case in the second panel (where firm resources are excluded). In the "very low" cost projection (green), wind and solar fall by roughly one-third and two-thirds relative to 2017 costs, respectively, and battery costs decline by roughly three-quarters (see Table 1).

Figura 11 – Costo dell’electricità in funzione del livello di decarbonizzazione e della disponibilità di risorse dispatchabili.

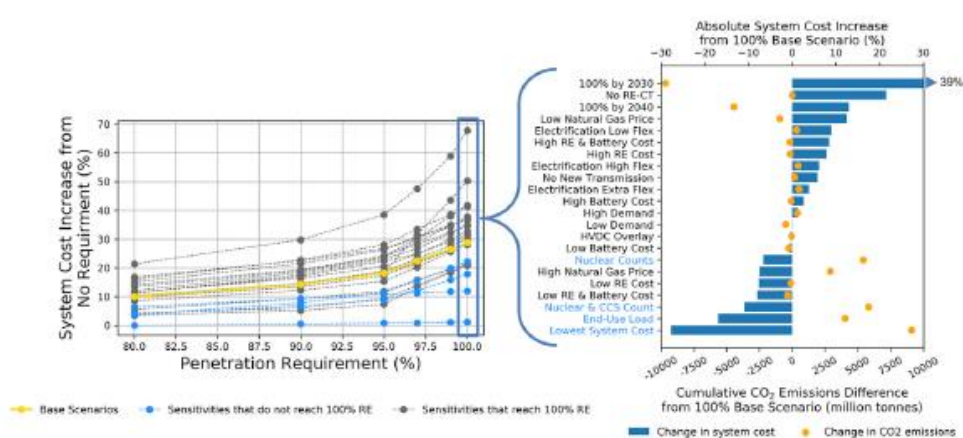
Secondo l’analisi di scenario di Sepulveda et al. (2018) la disponibilità di firm low-carbon resources riduce in modo consistente il costo della decarbonizzazione del sistema, rispetto agli scenari in cui queste risorse sono escluse dal mix (Figura 11): in assenza di firm low-carbon resources il costo della decarbonizzazione aumenta molto rapidamente man mano che il limite delle emissioni si avvicina allo zero, e il costo della decarbonizzazione completa (zero emissioni di CO<sub>2</sub>) senza firm low-carbon resources può risultare anche più che doppio rispetto ai casi in cui esse non sono disponibili.

A risultati simili giunge uno studio più recente di ricercatori dell’NREL (Cole et al., 2021; Figura 12), che sulla base di un numero molto elevato di simulazioni conclude che:

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- a) “consistent with other work, the cost of achieving higher RE penetrations increases nonlinearly, particularly as the system approaches 100% penetration” (...)
- b) “second, when reaching a 100% system, the costs are significantly lower if there is a cost-effective source of firm capacity that can qualify for the 100% definition. The last few percent cannot cost effectively be satisfied using only wind, solar, and diurnal storage or load flexibility, and thus other resources that can bridge this gap become particularly important. This finding is consistent with recent literature”

Anche uno studio molto recente (Doering 2023) evidenzia una chiara necessità di carbon-free technologies che possono “shift load and generation across pace and time, particularly over long (weekly to monthly) time horizons”.



**Figure 5. System costs in the sensitivity scenarios**

Left: change in discounted system cost using a 5% discount rate versus the penetration requirement; this change is relative to the least-cost, no-requirement scenario for that grouping.

Right: absolute percentage difference in system cost and cumulative CO<sub>2</sub> emissions of each scenario at the 100% requirement relative to the base 100% scenario; system costs include only bulk power system elements (e.g., they ignore investments needed in the distribution system). In comparison, the reference scenario has a system cost of \$2,617 billion and the 100% base scenario has 2020–2050 CO<sub>2</sub> emissions of 15,437 million tons. Brief scenario descriptions are in Table 1 and specific inputs used are in Section S3.

Figura 12 – Costo dell’electricità in funzione del livello di decarbonizzazione e della disponibilità di risorse dispacciabili.

Infine, secondo uno studio del Massachusetts Institute of Technology (MIT), il mix energetico di minor costo include una quota importante per il nucleare, la cui entità cresce significativamente man mano che il suo costo diminuisce. Senza un portafoglio equilibrato di fonti di energia dispacciabili e variabili, il costo e la difficoltà di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione aumenta in modo significativo (Buongiorno, 2019).

### 3-4.4 Competitività di costo delle diverse opzioni low-carbon in un sistema elettrico decarbonizzato

Le tecnologie firm low-carbon non rinnovabili risultano avere un ruolo rilevante al crescere della decarbonizzazione del sistema nonostante la maggiore competitività di costo delle tecnologie rinnovabili. Il Levelized Cost of Electricity, infatti, la metrica più utilizzata per comparare diverse

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

tecnologie di generazione elettrica, è un parametro che non tiene conto delle modalità operative delle diverse tecnologie, e quindi non tiene conto del costo totale del sistema, che include i costi di stoccaggio e trasmissione (Fattahi, 2022). Il fatto che le rinnovabili intermittenti non sono dispacciabili fa sì che il levelized cost of electricity (LCOE) risulta essere una “poor guide to the full cost of providing reliable, dispatchable power”. Anche se le rinnovabili sono più economiche in termini di levelized cost, “the reserve requirements to meet demand could make a somewhat more expensive nuclear power option attractive from an economic standpoint” (Tapia-Ahumada et al., 2019). A questo si aggiunge che un sistema basato sul fotovoltaico potrebbe incontrare problemi di utilizzo del territorio e ubicazione, o dover affrontare costi di sistema più elevati se le previste diminuzioni dei costi dello stoccaggio non si materializzano.

Una metrica più completa, come quella elaborata dalla IEA, è il Value-Adjusted LCOE, che quantifica il valore “sistemico” delle diverse tecnologie, valutando il loro contributo alla adeguatezza e flessibilità del sistema elettrico.

Il dato importante che emerge dall’uso di una metrica più sofisticata del semplice LCOE è che “the value-adjusted LCOE of wind and solar PV tends to rise as their share of total generation increases, while that of nuclear and other dispatchable generating options falls, making them more competitive and granting them a larger role in least-cost systems than the LCOE alone might indicate” (Figura 13). Ne deriva che oltre una certa soglia di penetrazione di solare ed eolico tali tecnologie non risultano più l’opzione di minimo costo, perché il loro impatto sul costo di sistema più che compensa il vantaggio in termini di LCOE, e le opzioni di minimo costo complessivo divengono altre risorse di generazione low-carbon.

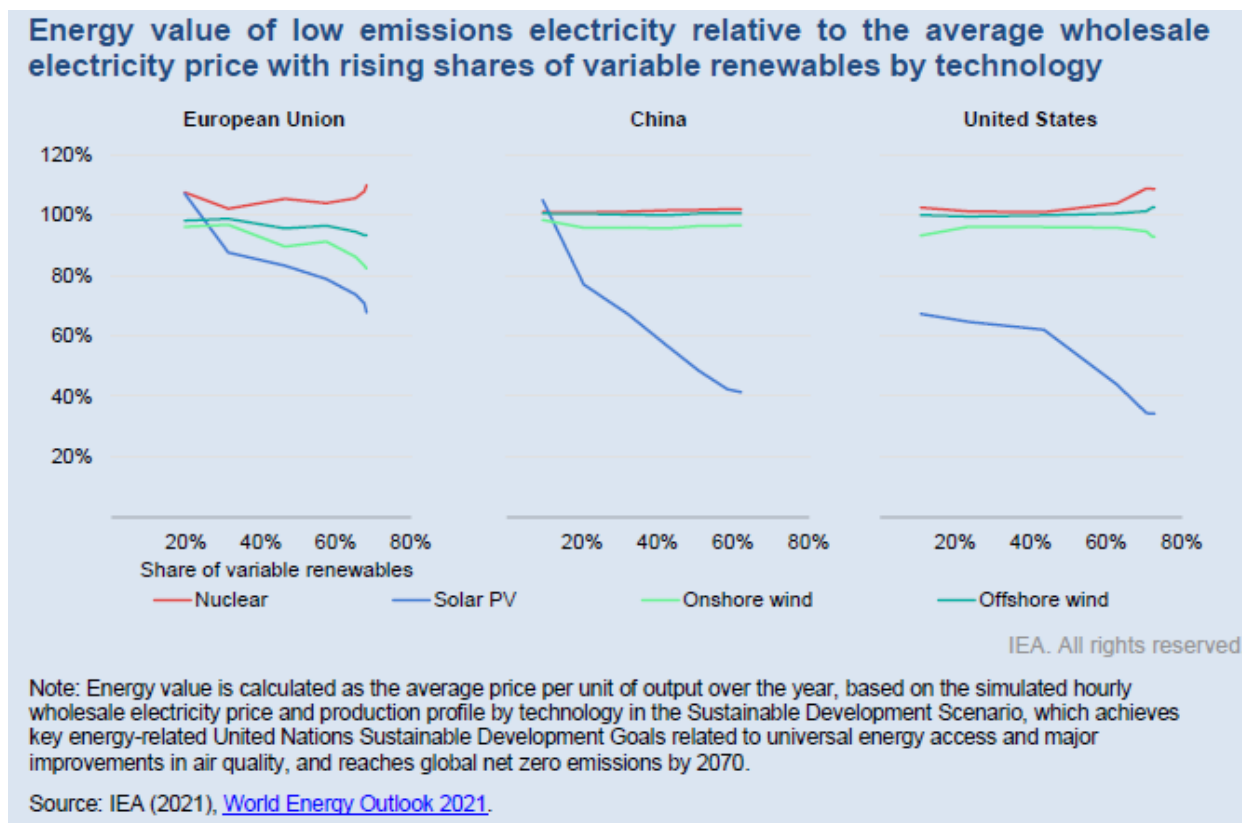


Figura 13 – Value adjusted LCOE.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

In letteratura si trovano molte valutazioni in linea con queste considerazioni. Ad esempio, Bistline (2023) spiega come il cosiddetto capacity credit delle energie rinnovabili variabili risulti decrescente al crescere del loro dispiegamento nel sistema, tanto che in Cole et al. (2021) anche al 95% di generazione rinnovabile circa la metà della firm capacity viene da risorse non rinnovabili e non di stoccaggio.

La generazione da nucleare può dunque risultare complementare a uno sviluppo anche massiccio di eolico, solare e stoccaggi: *“nuclear’s always-available power can fill multi-day gaps when wind and solar output are low, and the availability of such low-emitting firm technologies can help to lower decarbonization costs”*.

Nella prospettiva di un sistema elettrico che reduce le emissioni dell’80% e oltre *“there are several consistent findings across models. In particular, these scenarios indicate that the least-cost resource mix typically includes maintaining existing nuclear capacity”*.

Secondo Anderson (2022) *“in a cost-based model without a resource adequacy constraint or with low VRE penetration, VRE technologies alone will have the lowest LCOE. However, satisfying the resource adequacy constraint during generation shortfall conditions increases the costs of VRE technologies to such a degree that they become noncompetitive”*.

Anche nell’analisi di Davis e Brear (2022) le fonti rinnovabili variabili risultano economicamente competitive *“up to an imposed technical limit, but with that limit being uncertain and therefore requiring continuous re-evaluation as our understanding evolves”*. Ne deriva che *“it is still not clear that systems with 100% renewable generation are economically preferable to alternatives to the extent that they are technically implementable”*.

Si tratta di risultati che appaiono solidi anche a fronte della grande incertezza sulle tante variabili del sistema, in primis i futuri costi delle tecnologie: anche se il costo levelized di generazione da nucleare è destinato a restare decisamente superiore a quello delle fonti rinnovabili, e anche se sono disponibili tecnologie di stoccaggio, perfino nelle regioni con abbondanti risorse rinnovabili la disponibilità di risorse di generazione dispacciabili a basse o nulle emissioni di carbonio permette di minimizzare i costi di mitigazione delle emissioni, perché queste operano *“as a flexible base in decarbonized power systems, providing a steady supply of reliable and adjustable power output throughout the year”* (Sepulveda et al., 2018)

La problematica competitività di costo del nucleare non risulta un fattore decisivo nemmeno nel caso del confronto con le altre risorse dispacciabili low-carbon. Per competere con le altre risorse low-carbon dispacciabili in molte regioni il costo del nucleare dovrebbe scendere in modo significativo (tra \$2000/kW e \$3000/kW, rispetto ai \$4500/kW stimati dalla IEA per il 2050 in Europa e Stati Uniti). Ma, per un verso, ciascuna di esse (idroelettrico, biomasse, gas naturale con CCS) presenta criticità e limiti (fisici, economici, politici, tecnici), per cui la disponibilità di più tipologie di *“clean firm resources”* (nucleare, fossili con CCS, idroelettrico, bioenergie) può fornire una copertura contro il rischio di affidare il raggiungimento degli obiettivi all’evoluzione tecnico-economica e/o all’accettabilità sociale di una singola tecnologia. Per un altro verso, un altro risultato significativo della letteratura scientifica, basata su analisi modellistiche, è che le diverse *“clean firm resources”* non sono necessariamente in competizione fra loro, perché ogni tecnologia svolge una diversa

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

funzione nel sistema elettrico<sup>e</sup>, e la disponibilità di più tipologie può permettere di ottimizzarne l'utilizzo e ridurre il costo del sistema rispetto al caso di disponibilità di una sola di esse (Baik et al. 2021).

In sintesi, le possibilità di realizzare un percorso di decarbonizzazione allo stesso tempo sicuro ed efficiente dal punto di vista dei costi aumentano in modo significativo utilizzando un mix bilanciato di risorse rinnovabili variabili e di risorse clean firm / low-carbon dispacciabili quali il nucleare. Al punto che “la completa decarbonizzazione del sistema elettrico in modo economicamente efficiente, e di conseguenza la decarbonizzazione economicamente efficiente dell'intera economia, sembra dipendere dallo sviluppo e dall'impiego di clean firm resources” (Baik et al., 2021)

Anche su questa valutazione, di estremo rilievo per giustificare il ricorso al nucleare, la letteratura non è ovviamente uniforme, e si è sviluppata un'accesa diatriba sul rigore metodologico del filone di analisi modellistiche che ritengono possibile che un sistema elettrico al 100% rinnovabile possa risultare sicuro ed economicamente efficiente. Ma in ogni caso, perché questo possa accadere sarebbe necessario che si realizzasse una combinazione di simultanea evoluzione ottimistica di molte tecnologie di stoccaggio dell'energia da sole e vento ancora in fase dimostrativa o ancora da sviluppare su larga scala.

In effetti, proprio l'enorme incertezza che caratterizza l'evoluzione futura di molte tecnologie che possono avere un ruolo importante nel percorso di decarbonizzazione, combinata con la nostra conoscenza ancora parziale delle implicazioni di un sistema elettrico decarbonizzato (anche perché i modelli utilizzati finora hanno una capacità limitata di catturare in modo sistemico tutti i fattori in gioco) rappresenta una motivazione decisiva per un approccio alla scelta del futuro mix tecnologico basato su una strategia di “copertura del rischio”.

Ne deriva che una strategia volta all'identificazione di soluzioni robuste e di “*least-regrets pathways*”, basata sull'espansione del portfolio di tecnologie a tutte le possibili opzioni low-carbon, offre evidentemente una maggiore probabilità di realizzare una decarbonizzazione profonda del sistema in modo efficiente, perché riduce il rischio di fare affidamento sui progressi tecnologici e di costo di un numero ristretto di opzioni tecnologiche (Baik et al, 2021):

*“A policy prescription that overpromises on the benefits of relying on a narrower portfolio of technologies options could be counterproductive, seriously impeding the move to a cost effective decarbonized energy system.”* (Jenkins et al, 2018).

In assenza di risorse low-carbon dispacciabili, la decarbonizzazione del settore elettrico richiederebbe contemporaneamente ulteriori forti riduzioni nei costi delle tecnologie di generazione da fonti intermittenti e delle tecnologie di accumulo, un notevole sovradimensionamento della capacità installata rispetto alla domanda di picco, una flessibilità della domanda significativamente maggiore e un'espansione della capacità di trasmissione a lunga distanza tale da connettere ampie regioni geografiche. In quest'ottica,

*“nuclear energy could provide a hedge against unavailability risks of other low-emitting technologies because of higher-than-expected costs, public acceptance, infrastructure delays, supply chain constraints, or other unexpected technical challenges—assuming nuclear energy is not subject to the same challenges”* (Denholm 2021).

---

<sup>e</sup> Il nucleare è la risorsa dispacciabile più cost-effective per coprire la domanda residua di almeno il 70% delle ore dell'anno, gli impianti fossili con CCS lo sono per coprire la domanda residua che si presenta tra il 15 e il 70% delle ore, gli impianti a biomasse ZCF per la domanda residua che si presenta meno del 15% delle ore dell'anno.

Va segnalato infine un filone di studi che utilizza modelli di dispacciamento e di espansione della capacità per valutare il ruolo che le risorse dispacciabili a basse emissioni di carbonio possono avere nella decarbonizzazione di sistemi elettrici nazionali.

In generale, l'inclusione nel sistema di queste risorse si traduce in un sistema decarbonizzato significativamente più economico. Mentre l'intermittenza a breve termine può essere mitigata con batterie o espansione della trasmissione, la variabilità stagionale, gli elevati livelli di curtailment e le esigenze di bilanciamento continueranno probabilmente a rappresentare una sfida significativa (Baik et al. 2022; Bistline, 2017; Després et al., 2017; Dowling et al., 2020; Heuberger and Mac Dowell, 2018; Heuberger et al., 2017; Brick and Thernstrom, 2016; Sithole et al., 2016; Yuan et al., 2020).

### **C3-5 Possibile contributo del nucleare alle crescenti esigenze di flessibilità del sistema elettrico**

Molte analisi modellistiche mostrano che le risorse “clean firm” (generazione elettrica da nucleare, fossili con CCS, idroelettrico, bioenergie, geotermia, idrogeno) possono ridurre i costi della decarbonizzazione anche se sono caratterizzate da LCOE molto maggiori di quelli delle rinnovabili variabili, e ciò anche nell'ipotesi di disponibilità a basso costo di tecnologie di stoccaggio di breve durata, perché batterie e domanda flessibile hanno un ruolo differente nella gestione del sistema, come fast-burst balancing resources.

Inoltre, queste diverse risorse “clean firm” non sono necessariamente in competizione fra loro, perché ciascuna di esse può svolgere nel sistema elettrico un ruolo distinto e complementare, funzione dei loro diversi profili di costo, dei diversi livelli di penetrazione delle risorse variabili e della capacità di stoccaggio presente nel sistema. La disponibilità di più risorse “clean firm” può quindi permettere di ottimizzarne l'utilizzo e ridurre il costo del sistema rispetto al caso di disponibilità di una sola di esse.

Pur tenendo conto della natura di alti costi fissi e bassi costi variabili, analisi modellistiche mostrano che il nucleare può rappresentare la più importante delle risorse “clean firm”, operando come “flexible base resource”, cioè come risorsa che opera prevalentemente alla massima capacità, ma che può ridurre l'output per accomodare la produzione variabile. In sistemi energetici integrati, una più efficiente modalità è quella di utilizzare il nucleare sempre alla massima capacità, producendo altri vettori energetici (calore, idrogeno) nei periodi in cui si verifica eccesso di produzione variabile. Questa complementarità tra nucleare e rinnovabili variabili in sistemi energetici integrati può risultare rafforzata nel caso di nuovi design degli impianti nucleari (inclusi gli SMR). Nel caso dell'integrazione con lo stoccaggio di energia termica e/o con la produzione di idrogeno, il valore economico di questi prodotti è tale che può ridurre i costi complessivi di sistema in modo anche significativo, riducendo la necessità di altre risorse flessibili più costose.

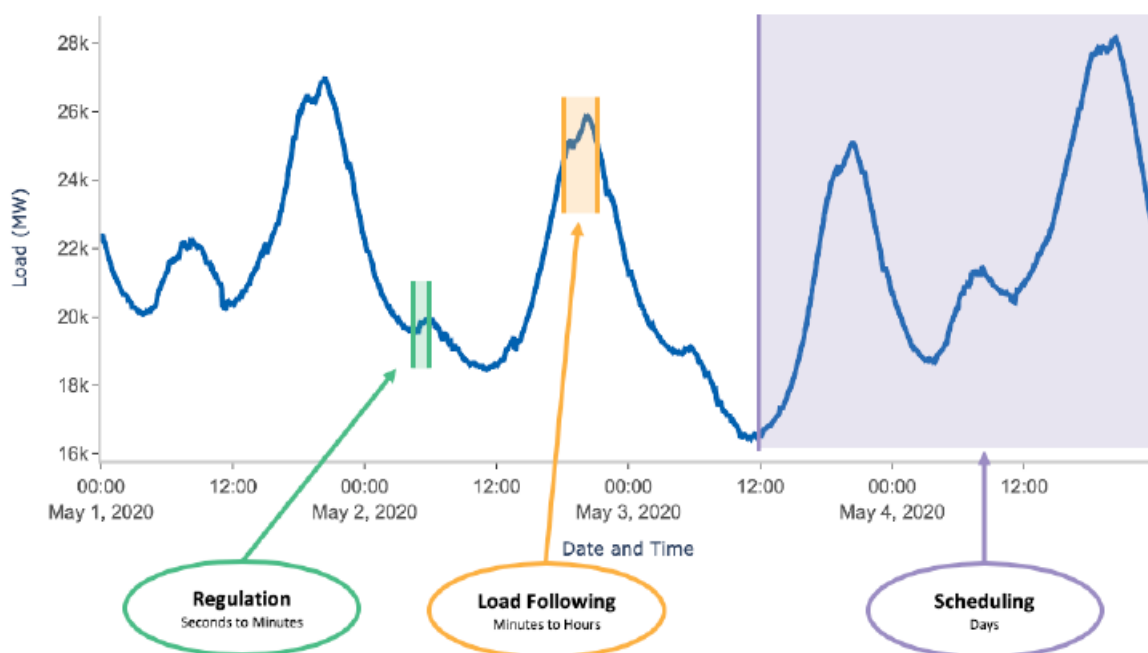
Infine, il nucleare può avere un ruolo importante per la sicurezza di un sistema elettrico decarbonizzato, coprendo quote significative delle necessità di servizi ancillari, come l'inerzia.

### 3-5.1 Nucleare come risorsa dispacciabile

Il nucleare può rappresentare una risorsa di flessibilità del futuro sistema elettrico decarbonizzato. perché può dare un contributo in termini di servizi di regolazione e load following, come dimostrato dall'esperienza degli impianti nucleari francesi, il cui ramping rate è stimato vicino a quello degli impianti a gas naturale.

Numerosi studi hanno dimostrato che già il funzionamento flessibile dell'attuale flotta nucleare<sup>f</sup> può integrare la generazione rinnovabile variabile su alcune scale temporali (Jenkins et al. 2018). Tradizionalmente, la flotta nucleare francese ha operato in modo flessibile grazie al ruolo preponderante della produzione nucleare nel sistema, con variazioni della produzione a seguito delle variazioni di carico stagionali, settimanali e giornaliere. Il ramping della produzione nucleare presenta comunque dei limiti, di tipo fisico ed economico, per cui il potenziale ruolo del nucleare come risorsa di flessibilità riguarda in particolare alcuni servizi e scale temporali.

Figure 4 provides an expansion on the information shown in Figure 3. In general, the electricity grid employs daily scheduling of slow ramping sources on the 12- to 24-hour timescale based on day-ahead weather and load forecasts. Load following occurs on the order of minutes to hours. Regulation occurs on the order of seconds to minutes (NREL 2011).



**Figure 4. Energy services classified by timescales shown over load data from CAISO**

Source: (CAISO 2020; NREL 2011)

Figura 14 – Servizi energetici classificati per scala temporale.

<sup>f</sup> Key approaches to flexible operation of a nuclear plant include ramping core power via control manoeuvres, reduced flow through the turbine (either via steam venting or redirection to alternate users in integrated systems), and energy storage providing options for demand response.



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Il nucleare può sicuramente dare un contributo per la regolazione e il load following. Gli impianti nucleari francesi possono aumentare o ridurre la potenza del 10% in pochi minuti (frequency control) e fino all'80% entro poche ore per seguire le variazioni del carico (IEA, 2021).

L'esperienza francese è un esempio di utilizzo del nucleare per il load following, perché i favorevoli *economics* dei reattori francesi hanno reso cost-effective la produzione ulteriore rispetto alla generazione base load. I reattori francesi sono in grado di ridurre l'output dal 100% al 20% due volte al giorno in meno di 30 minuti, con un ramp up/down rate di 30–40 MW/min (circa il 3% della capacità nominale), a fronte dei 7–12 MW/min (5%–8% della capacità) delle turbine a gas e dei 15–40 MW/min (3-7% della capacità) dei CCGT.

Nelle analisi modellistiche condotte dal National Renewable Energy Laboratory (NREL) viene considerato realistico un ramping rate per il nucleare vicino a quello del gas naturale, che è pari a circa il 10% per minuto.

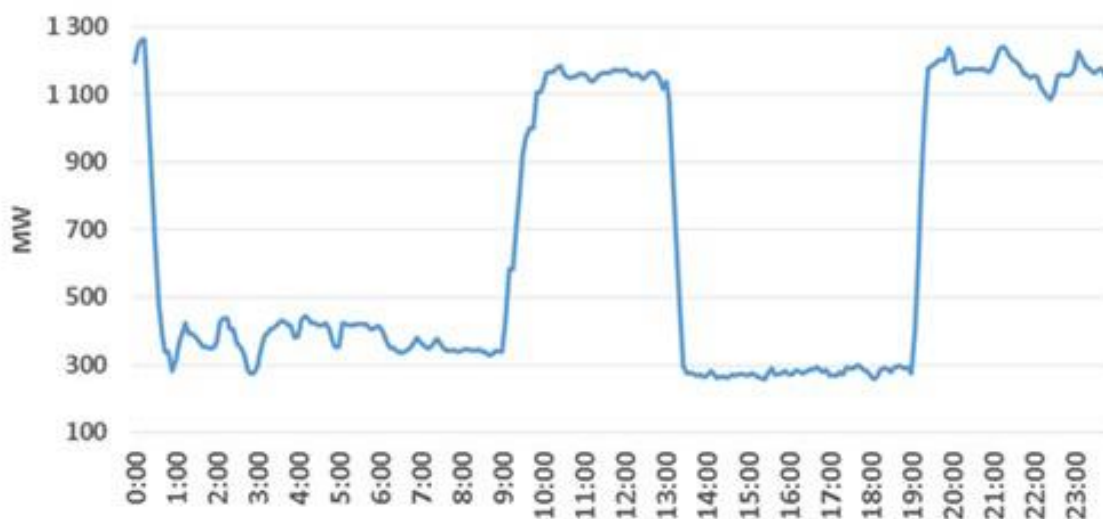


Figura 15 – Esempio di variazioni di carico nell'arco di una giornata dell'impianto nucleare francese Golfech 2 da 1300 MW (NREL)

Le analisi modellistiche indicano però che il principale ruolo potenziale del nucleare sta nel contributo alla programmazione (giornaliera, settimanale, stagionale) e nel contributo all'adeguatezza del sistema elettrico. La flessibilità non è un asset in grado di garantire un ruolo al nucleare, anche perché l'utilizzo per poche ore non lo rende competitivo rispetto ad altre risorse dispacciabili (MIT 2019, NREL 2020, IEA 2022). In particolar modo, spunti di letteratura indicano come le nuove tecnologie nucleari (SMR, reattori di IV generazione, sistemi ibridi, etc.) possano rappresentare una valida opzione a basso tenore emissivo, soprattutto se le tecnologie di cattura del carbonio sono limitate (Li, 2022).

Meno univoche sono le conclusioni circa il potenziale contributo del nucleare alla riduzione del curtailment della produzione intermittente, perché una tecnologia a più contenuto costo del capitale come il gas naturale con CCS può risultare un'opzione più competitiva per integrare le rinnovabili (Tapia-Ahumada, MIT).

Infine, secondo analisi della IEA il nucleare può rappresentare una risorsa di grande rilievo per la stabilità della rete, con la fornitura di inerzia al sistema.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

La tabella che segue presenta una valutazione complessiva del possibile ruolo del nucleare per la fornitura di flessibilità e servizi di rete (EPRI, Nuclear Beyond Electricity—Landscape of Opportunities, Initial Survey and Near-Term)

Table 3-1  
Nuclear beyond electricity FOM results

Strategy	Technical Opportunity	RL	EOI	PV	Summary of Basis
Nuclear operational flexibility	Shallow flexible operations	High	High	Med	Domestic and international operating experience and no licensing changes make this a low-risk investment. However, this approach does not generate any new revenue; it only reduces the impact of negative pricing.
	Expanded flexible operations	High	High	Med	Similar to shallow FPO. There is some international operating experience. Developmental research gaps and operational impacts make this harder to implement for some plants (for example, in the United States). Provides opportunity for greater avoidance of negative pricing than shallow flexible operations.
	ELPO	High	Med	Med	Similar to other FPO approaches. There is some international operating experience and notable potential for fuel savings, but it would require more coordination and regulatory interaction. Provides opportunity for greater avoidance of negative pricing than expanded flexible operations, but lower capacity factor reduces net revenue.
	Seasonal shutdown	High	Med	Low	Similar to ELPO, but lower capacity factor results in lower net revenue. There are potential layout impacts on plant operation; however, planned shutdowns may allow for economical maintenance, enhancing overall plant reliability.
Grid services	Voltage support and vars provision	Med	Med	Low	NPPs are currently compensated purely for cost recovery for providing this service. A more lucrative and potentially market-based compensation mechanism does not currently exist.
	Inertia	Med	Med	Low	There are currently no compensation mechanisms for providing inertia; NPPs provide synchronous inertia for free as part of being online. Fossil plant retirements are reducing the supply for this service, which may allow it to be saleable. Ongoing work to define system inertia requirements also needs to be completed.
	Primary frequency control	Med	Med	Low	There are currently no explicit compensation mechanisms nor requirements for NPPs to provide primary frequency control, both of which would have to be developed. Additionally, NPPs will need to implement plant modifications to provide this service, which requires capital expenditure.
	Secondary frequency control	Med	Low	Med	Plant modifications, fuel analyses, cybersecurity challenges, and licensing requirements for grid operator control of NPPs associated with implementing this capability may prove to be significant and costly obstacles to overcome. However, there is successful experience with NPPs offering this service (for example, France). Note that, although secondary frequency control can be decoupled from primary frequency control, these services are bundled together for participating in this market in many ISO regions.
	Ramp products	High	Med	Med	Ramp products are sold in only some ISO regions, and the benefit accrued is limited by its maximum ramp rate. As such, expanded FPO capabilities are necessary to maximize value.
	Capacity market	High	Med	Med	NPPs are already participating in capacity markets in ISO regions that have them, with capacity payments being a meaningful source of revenue. However, capacity market reforms are required to appropriately value and sustain the nuclear industry.

Legenda: FOM: Figures of merit; RL: readiness level; EOI: ease of implementation; PV: potential value

### C3-6 Altri possibili ruoli del nucleare in un sistema elettrico decarbonizzato (calore e idrogeno)

Oltre alla fornitura di elettricità e di servizi di flessibilità ci sono altri possibili contributi che gli impianti nucleari possono dare a un sistema energetico decarbonizzato. Secondo la IEA, le tecnologie avanzate, tra cui gli SMR, consentono ai reattori nucleari di variare più agevolmente la loro produzione di elettricità, con la possibilità di produrre calore o idrogeno accanto (o come alternativa) all'elettricità.

Nel caso della produzione di idrogeno, che è visto come uno dei pilastri della transizione, la competitività economica del nucleare rispetto alle alternative (*steam reforming* del gas naturale con CCUS o del biometano, elettrolisi da fonti rinnovabili, gassificazione della biomassa) può sembrare problematica, ma anche in questo caso vanno considerati limiti e implicazioni delle opzioni alternative (deployment su larga scala della CCS, effettiva diminuzione dei costi e ridotto fattore di utilizzo degli elettrolizzatori, necessità di infrastrutture di trasporto a fronte della possibilità di produzione nel sito di utilizzo). Un asset del nucleare potrebbe essere destinare ad elettrolizzatori una parte rilevante della produzione di un impianto, garantendo elevati *capacity factor* annuali degli elettrolizzatori stessi, dunque flussi di idrogeno costanti e modulabili e meno necessità di stoccaggio, opzione particolarmente utile per gli usi industriali. L'utilizzo del nucleare per la produzione di idrogeno potrebbe guadagnare competitività con lo sviluppo, che è però ancora in fase sperimentale, di nuove tecnologie di elettrolisi ad alta temperatura e di produzione per via termochimica.

Anche nel caso della fornitura su larga scala di calore a zero emissioni ai consumatori industriali e alle reti di teleriscaldamento, prevista anch'essa in forte crescita a livello globale per la necessità di sostituire la produzione da fossili, la competitività economica del nucleare rispetto alle alternative (fossili con CCS, biomasse, pompe di calore) è in via di dimostrazione e dipende dalla riduzione

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

del costo di capitale degli impianti. Alcuni SMR possono raggiungere temperature più elevate dei reattori convenzionali e possono risultare competitivi nella fornitura di calore ad alta temperatura alle industrie energivore.

Un'altra possibile opzione di utilizzo del nucleare per il soddisfacimento di domanda non elettrica sta nello sviluppo di sistemi energetici ibridi nucleare-rinnovabili, che integrano reattori nucleari, impianti rinnovabili e processi industriali e possono fornire energia per supportare molte applicazioni diverse, come la produzione di idrogeno e calore e la desalinizzazione, ma resta ancora da valutare il potenziale tecnico-economico di questi sistemi.

Le caratteristiche tecnologiche della produzione nucleare, al di là dei costi di capitale, influiscono anche sulla sua diffusione e sulla sua gestione. Numerosi nuovi progetti nucleari comprendono lo stoccaggio di energia termica mediante sali fusi, con tali sistemi di stoccaggio che potrebbero consentire di immagazzinare e spostare nel tempo il calore generato dal reattore, abilitando le funzionalità di monitoraggio del carico per soddisfare meglio i profili di domanda (Duan et al., 2022). Lo stoccaggio termico andrebbe ad aumentare i costi di capitale e di esercizio dei sistemi nucleari, ma il valore fornito in termini di sostituzione di gas naturale e accumulo tramite batterie (che bilanciano la variabilità del vento e del solare) può ridurre i costi totali di sistema fino al 15% nell'ambito delle politiche di decarbonizzazione profonda (Bistline, 2023).

Un altro potenziale asset del nucleare nella prospettiva della decarbonizzazione del sistema elettrico è la possibilità di modalità operative nelle quali la fornitura di elettricità alla rete è inferiore al 100% della capacità e l'energia prodotta è destinata a funzioni alternative, come il calore di processo per l'industria, la produzione di idrogeno e la desalinizzazione. La fornitura di calore ad alta temperatura per i processi industriali può rappresentare un approccio per decarbonizzare le industrie *hard-to-abate* (Bistline, 2023)

Il già citato studio della EPRI ha analizzato, utilizzando gli indicatori sopra introdotti (RL, EOI, PV), anche la possibilità di utilizzare il nucleare per questi scopi e in questo caso, al netto di un elevato valore potenziale, sono emersi impatti piuttosto bassi in termini di maturità e facilità di implementazione.

Energy storage	Thermal	Low	Low	High	A nuclear-thermal energy storage system can serve many potential applications to earn financial benefit, but thermal energy storage technologies are mostly still in the developmental phase and there is a lack of operating experience for thermal energy storage integration with NPPs. Integrating a new thermal energy storage capability with existing NPP systems requires modifications and produces additional challenges; however, the notable synergies with other technical opportunities (for example, decoupling thermal output from reactor and mitigating licensing constraints on grid services and improving value of industrial process heat and adiabatic CAES) and the benefit of advancing an alternative energy storage medium increase the potential value of thermal energy storage.
	Battery	Low	Med	Med	A nuclear-battery storage system can serve many electrical applications to earn financial benefit, but technical challenges with battery technologies (for example, safety issues, capacity degradation, and high costs) limit its potential value. There is also a lack of operating experience for battery storage system integration with NPPs.
	PSH	Med	Low	Med	PSH has bulk energy storage capabilities and significant domestic and international experience. Although this reduces technology development efforts and investment uncertainty, there is a lack of nuclear-PSH operating experience and various regulatory and siting challenges that need to be investigated before it can be viewed as a favorable return on investment. In particular, existing plants are not generally located in the immediate vicinity of PSH facilities.
Energy storage (continued)	CAES	Med	Low	Med	CAES has potential bulk energy storage capabilities and is less geographically restrictive than PSH. However, CAES must be sited at a feasible location (for example, with appropriate geologic formations), and existing NPPs are not generally in the immediate vicinity of such locations. Additionally, limited CAES operating experience and some siting challenges increase technology performance risk and investment risk.
	Other potential energy storage	Low	Med	Med	Although these innovative, inexpensive technologies could advance energy storage by leveraging existing technology, these largely conceptual options require significant development to reduce implementation and financial risk.
	Reversible fuel cell	Low	Med	High	Reversible fuel cell technology is undergoing early development to reduce inefficiencies but has substantial potential to both contribute to a hydrogen economy and use hydrogen as an energy storage medium.
Hydrogen production	Electrical low level	Med	Med	Med	Hydrogen production technology exists and is currently being deployed as part of pilot projects at NPPs. Hydrogen is currently used at NPPs and a broader market exists (although it is relatively small).
	Electrical and thermal low level	Med	Low	Med	Significant development remains to integrate thermal energy from a NPP with a hydrogen process, likely succeeding electricity-only integration. Use of thermal energy from existing reactors will likely provide significant efficiency benefits but is better suited for advanced reactors with higher operating temperatures. Pilot projects using electrical and thermal energy at NPPs are planned for near-term deployment, which will help reduce financial uncertainty.
	Electrical and thermal high level	Low	Low	High	Similar to electricity and thermal low-level approach. Advanced reactor and hydrogen technology still need to be developed. However, in the presence of a significant hydrogen economy, there is large potential value for high-level production (for example, hydrogen production is potentially more profitable than electricity production).
Water desalination	Electrical	High	Med	High	There is some domestic and international operating experience for using NPPs for desalination. However, water demand is geographically dependent, therefore, although the markets and value can be substantial, this is limited to water-impacted regions.
	Electrical and thermal	Med	Med	High	Similar to electrical-only approach. However, there is limited experience other than using waste heat (that is, still baseload). The use of thermal energy, particularly from advanced reactors, can improve the efficiency and profitability of nuclear desalination in water-impacted regions and others seeking to reduce the carbon footprint of their water sources.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Le emissioni globali derivanti dalla produzione di calore sono quasi interamente eliminate nello scenario net-zero, grazie alla combinazione tra riduzione della domanda per incremento di efficienza energetica ed elettrificazione negli edifici e nell'industria, e passaggio a fonti energetiche a basse emissioni. Secondo le stime della IEA, la domanda di calore diminuirà costantemente, del 15% nel 2030 e di quasi il 60% entro il 2050 rispetto al 2020. Le fonti a basse emissioni salgono a quasi il 40% della fornitura totale di calore nel 2030 e quasi il 100% nel 2040. Tra il 2020 e il 2040, la fornitura di calore a basse emissioni cresce di circa 400 PJ all'anno, equivalente all'integrazione di 25 GW di energia termica (GWth) di nuova capacità di cogenerazione da bioenergia, 20 GWth di generazione nucleare, o 18 GWth di pompe di calore su larga scala ogni anno.

### 3-6.1 Produzione di idrogeno

La gran parte degli elettrolizzatori in produzione o in costruzione oggi utilizza una membrana elettrolitica polimerica convenzionale o tecnologie alcaline. Sono in fase di sviluppo nuove tecnologie di elettrolisi che permetterebbero di sfruttare meglio le caratteristiche dell'energia nucleare.

Una tecnologia promettente, che potrebbe essere compatibile con i progetti di reattori nucleari attuali e avanzati, è l'elettrolisi ad alta temperatura basata su celle di elettrolisi solide, che utilizzano ceramica come elettrolita e vapore per l'elettrolisi. Questa tecnologia promette efficienze elettriche del 79-84% (minore quantitativo di calore), rispetto al 67-80% per l'elettrolisi convenzionale a bassa temperatura. Le centrali nucleari potrebbero fornire sia il vapore che l'elettricità necessari per guidare il processo.

Grazie alla loro maggiore efficienza, le celle di elettrolisi solida possono rappresentare una via più economica per produrre idrogeno usando l'elettricità nucleare. In base al *levelised cost* dell'elettricità, un aumento dell'efficienza dell'elettrolizzatore dal 70 all'80%, ridurrebbe il costo livellato dell'idrogeno di 0,2 USD/kg a 0,6 USD/kg. Tuttavia, la tecnologia è ancora in fase dimostrativa per applicazioni su larga scala. Il sistema più grande in funzione è inferiore al MW, anche se attualmente sono in fase di sviluppo progetti più grandi, instrandando la tecnologia sul percorso verso la commercializzazione.

I reattori nucleari avanzati con temperature di uscita del refrigerante da 800 a 1000 °C potrebbero diventare un'opzione per la produzione termochimica di idrogeno.

I cicli termochimici, quali lo zolfo-iodio, utilizzano calore ad alta temperatura (superiore a 950 °C) per guidare una serie di reazioni chimiche che scindono l'acqua in idrogeno e ossigeno. Le sostanze chimiche possono essere riutilizzate in un circuito chiuso, e l'acqua e l'energia termica sono gli unici altri input richiesti. Poiché l'energia termica del reattore viene utilizzata in maniera diretta, si evitano le perdite di efficienza associate alla prima conversione dell'energia termica in elettricità e quindi in idrogeno.

Mentre un ciclo termochimico che opera a 950 °C può raggiungere un'efficienza termica superiore al 40%, l'efficienza termica di un reattore con una turbina a vapore che aziona un generatore, che a sua volta fornisce elettricità a un elettrolizzatore, è solo del 20-30%. L'utilizzo di un reattore ad altissima temperatura per la produzione di idrogeno potrebbe quindi comportare costi di produzione più bassi rispetto all'eventualità che lo stesso reattore sia utilizzato per alimentare un elettrolizzatore. Tuttavia, sia i reattori ad altissima temperatura che la produzione di idrogeno

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

termochimico sono ancora in una fase iniziale di sviluppo e difficilmente saranno disponibili in commercio prima del 2030.

I reattori raffreddati a gas ad alta temperatura potrebbero poi essere adatti alla produzione di idrogeno (un progetto dimostrativo è stato collegato alla rete in Cina nel dicembre 2021). A 750 °C, la temperatura di uscita del refrigerante è abbastanza alta da supportare l'elettrolisi del vapore ad alta temperatura. Sono in corso ricerche per aumentare le temperature a oltre 950 °C, il che consentirebbe di utilizzare reattori raffreddati a gas ad alta temperatura anche per la produzione di idrogeno termochimico.

### 3-6.2 Produzione di calore da nucleare

Un'altra possibilità è la fornitura ai grandi clienti industriali (calore di processo) o alle reti di teleriscaldamento di calore prodotto dai reattori nucleari simultaneamente all'energia elettrica. Oggi, la produzione di calore di processo industriale rappresenta circa i due terzi del fabbisogno energetico totale nel settore industriale, di cui poco meno della metà per il calore ad alta temperatura (superiore a 400 °C). Nello scenario IEA Net-Zero, la domanda di calore commerciale a basse emissioni, principalmente nelle reti di teleriscaldamento, cresce bruscamente nel periodo 2021-2040, di circa 400 PJ all'anno in media, a causa della necessità di sostituire i combustibili fossili non soppressi.

Ciò richiede investimenti medi di circa 20 miliardi/anno USD negli anni '20 e oltre 30 miliardi/anno negli anni '30. Dopo il 2040, la crescita della domanda di nuovo calore a basse emissioni è minima in quanto la maggior parte del calore prodotto è già decarbonizzato.

Anche se i miglioramenti nell'efficienza energetica riducono la domanda globale di calore nello scenario net-zero, la spinta a decarbonizzare potrebbe rappresentare un'opportunità per gli impianti nucleari qualora siano competitivi in termini di costi. Gli attuali reattori in fase di progettazione sono adatti a fornire grandi quantità di calore a bassa e media temperatura ai consumatori industriali e alle reti di teleriscaldamento. Tipicamente, solo circa un terzo dell'energia termica prodotta da un reattore viene convertita in elettricità, mentre il resto viene espulso nell'ambiente. In un impianto di cogenerazione nucleare, parte dell'energia termica in eccesso viene convertita in calore utile attraverso scambiatori di calore.

Affinché il nucleare possa fornire calore industriale ad alta temperatura, sarebbero necessari reattori avanzati che operino a tali temperature. Oggi, il calore ad alta temperatura (superiore a 400 °C) è fornito principalmente da combustibili fossili, che lo rende ad alta intensità di emissioni. Produrre calore ad alta temperatura direttamente dall'elettricità è probabile che rimanga poco pratico e costoso nella maggior parte dei casi. Le alternative a basse emissioni includono la combustione di carbone o gas con CCS, biomassa o idrogeno. Alcuni SMR in fase di sviluppo operano ora a livelli di temperatura molto più elevati rispetto ai reattori convenzionali su larga scala, consentendo loro di essere integrati e fornire elettricità e calore (e potenzialmente idrogeno a basso tenore di carbonio) ad utenze industriali quali industrie chimiche, siderurgiche, metallurgiche o dei minerali non metallici.

### C3-7 Motivazioni e ruolo potenziale del nucleare nel sistema elettrico italiano

Nel caso dell'Italia la letteratura sulle possibili traiettorie ottimali di decarbonizzazione completa del sistema elettrico è ridotta, e ancora meno sono le analisi che considerano in modo esplicito il

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

possibile contributo del nucleare, per cui non è semplice dedurre valutazioni di consenso. Sembra però che anche nel sistema italiano siano validi gli argomenti di carattere generale sui possibili contributi del nucleare a una decarbonizzazione efficiente.

### 3-7.1 Scenari di decarbonizzazione del sistema elettrico italiano

La Strategia italiana di lungo termine del 2021 (ministero dell'Ambiente), che descriveva una possibile configurazione di un sistema energetico ed elettrico decarbonizzato, sembra coerente con la letteratura prevalente nel ritenere tecnicamente fattibile un sistema elettrico decarbonizzato basato quasi esclusivamente su fonti rinnovabili: la fortissima elettrificazione (produzione elettrica più che doppia di quella odierna) e l'incremento esponenziale della produzione da rinnovabili variabili sarebbe infatti gestita grazie a uno sviluppo imponente di accumuli elettrochimici, idrogeno, e-fuel, power-to-heat e altre opzioni di flessibilità della domanda. E in effetti le altre (poche) analisi disponibili per un verso sembrano confermare la fattibilità tecnica della transizione net-zero, ma per altro verso evidenziano l'estrema complessità della sfida, con costi rilevanti e crescenti al crescere della penetrazione nel sistema delle rinnovabili variabili.

In particolare, sarebbero necessarie quantità imponenti di accumuli, soprattutto stagionali, e un notevole sovradimensionamento della capacità installata (CNR, Polimi). Ne deriva, anche qui in linea con la letteratura, che l'inclusione nel mix elettrico di tecnologie programmabili a zero emissioni, come il nucleare, può ridurre i costi complessivi del sistema (Polimi, RFX, Edison, Cingolani).

Secondo la Strategia italiana di Lungo Termine l'offerta di energia dovrà gestire diversi snodi cruciali, perché la produzione elettrica deve più che raddoppiare, fino a 600-700 TWh, con una quota coperta da rinnovabili compresa tra il 95% e il 100%, risultato raggiungibile grazie al dispiegamento di fonti sinora non sfruttate, innanzitutto l'eolico off-shore e soprattutto ad un eccezionale sviluppo del solare: la capacità fotovoltaica installata stimata al 2050 varia tra i 200 e i 300 GW (cioè 10-15 volte quella attuale). È poi necessario che siano sfruttati appieno e potenziati i pompaggi, insieme a sistemi di accumulo elettrochimico, che dovrebbero arrivare a 30-40 GW. Ciononostante, una quota rilevante dell'energia elettrica, almeno del 25-30%, è destinata, in particolare nella fase di overgeneration, alla produzione di idrogeno, anche per la produzione di e-fuels, con la conseguente necessità di complessiva riconfigurazione della rete gas.

Con riferimento alla capacità di gestire una quota così massiccia di fonti intermittenti e alle necessità di flessibilità del sistema elettrico, intra-oraria, giornaliera, settimanale, quella annuale, dalla variazione stagionale della domanda e dell'offerta. Inoltre, a differenza del parco tradizionale, gli impianti di generazione che si possono immaginare per il 2050, e più in generale le nuove risorse per la flessibilità, non sembrano in grado di coprire contemporaneamente tutte le tipologie di fabbisogno: vanno quindi impiegati in modo da sfruttarne al meglio le peculiarità.

Fermo restando il contributo alla flessibilità delle rinnovabili programmabili (idro/bioenergie/geotermia), la risposta dovrebbe dunque essere articolata:

- sarà necessario installare una elevata capacità di sistemi di accumulo elettrochimici su rete e distribuiti (nell'ordine dei 30-40 GW con energia complessivamente accumulata per 70-100 TWh). Questi avranno molteplici utilità: spostare gli eccessi da produzione FRNP38 nelle ore in cui può essere consumata direttamente per gli usi finali e dagli impianti P2X; fornire grandi quantità di potenza per flessibilità e servizi di riserva veloci;

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- è prevedibile uno sviluppo di tutto il potenziale stimato di nuovi impianti di pompaggio aggiuntivi rispetto agli attuali 7 GW (ulteriori 10 GW, comprensivi degli sviluppi già previsti nel PNIEC al 2030);
- gli impianti di produzione di e-fuel, assieme agli impianti Power to heat e ai sistemi DAC, diventano funzionali alla stabilità del sistema elettrico stesso introducendo capacità di accumulo e di consumo flessibile (per una potenza stimata tra i 70 e i 100 GW: come visto sopra, si produce metano green, idrogeno, calore e combustibili liquidi);
- altre forme flessibili di utilizzo dell'energia elettrica nel sistema energetico potranno essere realizzate dallo svilupparsi di sistemi di accumulo di calore stagionale, anche per le reti di teleriscaldamento. Questi sistemi potranno accumulare calore prodotto dalle eccedenze di produzioni FV nella stagione estiva per la fornitura di calore nel periodo invernale (tecnologia Power to Heat). In questo modo, oltre a fornire ulteriore flessibilità utile per il sistema elettrico, si contribuisce alla decarbonizzazione degli usi del settore civile;
- infine, il sistema elettrico beneficerà di nuove forme di gestione della domanda capaci di restituire flessibilità. Un elemento importante sarà ad esempio rappresentato dalle batterie dei veicoli elettrici che potranno essere sfruttate per fornire servizi alla rete (il cosiddetto "vehicle to grid").

Nel 2002 un'analisi di scenario sviluppata per il Ministro della Transizione Ecologica Cingolani ha indagato se un sistema energetico a emissioni nette zero entro il 2050 sia tecnicamente realizzabile, quanto sia sfidante realizzarlo, quali siano i suoi costi addizionali, e quale sia l'importanza relativa di alcune tecnologie chiave, tra cui la disponibilità di risorse dispacciabili low-carbon (Cingolani et al. 2022). I principali risultati dell'analisi sono in linea con quanto evidenziato dalla letteratura circa il ruolo essenziale delle risorse low-carbon dispacciabili per la transizione Net Zero. L'analisi è basata su 18 scenari alternativi, costruiti combinando ipotesi differenti sulla futura evoluzione della domanda di servizi energetici da soddisfare nei diversi settori di uso finale (alta, media, bassa) e ipotesi diverse circa la dimensione della disponibilità futura dei principali cluster di tecnologie low-carbon (impianti di generazione elettrica dispacciabili low-carbon, biomasse e biocombustibili, idrogeno, combustibili sintetici).

Dall'analisi emerge per un verso che uno scenario che combina l'obiettivo 2030 fissato nel pacchetto UE Fit55 e l'obiettivo di emissioni nette zero nel 2050 è tecnicamente fattibile, per un altro verso che il sentiero che conduce all'obiettivo è molto stretto, perché condizione necessaria per la fattibilità tecnica dello scenario Net Zero 2050 è che per tutte le principali tecnologie low-carbon innovative (solare ed eolico, generazione elettrica baseload low-carbon, biomasse/biogas, idrogeno, combustibili sintetici) si registri nei prossimi tre decenni un'evoluzione "ottimistica". Mentre in caso di evoluzione pessimistica anche di uno solo dei principali cluster di tecnologie low-carbon (tra cui gli impianti dispacciabili low-carbon) il target 2050 non risulta raggiungibile.

Per comprendere la dimensione della sfida è utile considerare quali siano le implicazioni delle ipotesi ottimistiche relative alle diverse tecnologie low-carbon sottostanti allo scenario Net Zero:

- circa 300 GW di capacità installata da eolico e solare (inclusi 20 GW di CSP), in grado di coprire circa il 70% della produzione elettrica totale;
- disponibilità di impianti di generazione elettrica dispacciabili a basse o nulle emissioni di carbonio (ad esempio impianti fossili con CCS) in quantità tale da produrre oltre 100 TWh di elettricità;
- produzione di oltre 6 mld di m<sup>3</sup> di biometano;

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- produzione di idrogeno per quasi 20 Mtep, 2/3 dei quali da elettrolisi;
- produzione di combustibili sintetici per oltre 8 Mtep.

Inoltre, nel caso di uno scenario Net Zero affidato alla sola elettricità rinnovabile l'azzeramento delle emissioni non sembra tecnicamente fattibile nemmeno ipotizzando una crescita più contenuta della domanda di servizi energetici e un'accelerazione degli investimenti nelle tecnologie low-carbon.

Infine, come da letteratura l'analisi conferma anche che la disponibilità di ciascuno dei principali cluster di tecnologie low-carbon considerati, dunque anche degli impianti dispacciabili low-carbon, è in grado di ridurre il costo incrementale del raggiungimento dell'obiettivo.

Anche secondo una più recente analisi modellistica (Di Bella, 2023) un sistema completamente decarbonizzato costerebbe quasi quattro volte rispetto a quello attuale. L'uscita dal carbone e l'utilizzo di fotovoltaico su scala industriale permettono di ottenere un taglio del 30% delle emissioni senza aumento dei costi di sistema. Ulteriori riduzioni diventano progressivamente più costose, con il costo marginale di abbattimento in aumento esponenziale all'avvicinarsi a zero dell'obiettivo di emissioni.

Edison ha sviluppato degli scenari che prevedono un contributo alla transizione da parte del nucleare, con una proiezione al 2050 di 15/20 centrali realizzate, per coprire il 10% della produzione totale. Ciò favorirebbe la decarbonizzazione del mix elettrico e della fornitura di calore (per usi industriali, teleriscaldamento e produzione idrogeno). Va però sottolineato che questa configurazione futura del sistema elettrico non è il risultato di una ottimizzazione del programma di espansione della capacità, non è cioè la configurazione necessaria per minimizzare i costi della transizione.

Scenari elettrici italiani decarbonizzati che includono l'ipotesi di una massiccia espansione del nucleare sono stati simulati con il codice COMESE (Giuliani et. al., 2023), un modello per la simulazione del funzionamento del sistema elettrico italiano sviluppato all'Università di Padova, che può essere utilizzato per confrontare le prestazioni di diverse configurazioni del sistema elettrico o per scegliere tra opzioni di sistemi di generazione e stoccaggio, al fine di individuare il sistema di minimo costo in grado di garantire allo stesso tempo l'adeguatezza del sistema. L'analisi più recente condotta con questo codice mostra come al 2050 in due scenari carbon-free, con domanda pari a 650 TWh e picco di 114 GW, la potenza installata totale risulterebbe pari a 6-8 volte la attuale nel caso di sistema 100% RES, con potenza fotovoltaica compresa tra 470 e 630 GW e capacità delle batterie compresa tra 600 e 1200 GWh. Nei due scenari che includono il nucleare la capacità totale sarebbe invece compresa tra 1,2 volte e 3 volte la capacità attuale (8 centrali da 4 unità nel primo caso, 13 centrali da 4 unità nel secondo caso) e la potenza fotovoltaica si ridurrebbe a poco più di 200 GW, con una drastica riduzione della superficie occupata, mentre la capacità delle batterie sarebbe compresa tra 50 e 200 GWh.

Ogni diversa configurazione del sistema richiede un diverso mix di sistemi di accumulo, capacità di generazione dispacciabile e sviluppo della rete di trasmissione/distribuzione, e conseguentemente diversi costi di sistema. Dai quattro scenari emerge come i due casi che includono il nucleare permettano una riduzione del Levelised Cost of Timely Electricity compresa tra il 10 e il 20% rispetto agli scenari 100% RES (con una riduzione ancora maggiore includendo i costi di potenziamento di rete, necessari in misura più rilevante negli scenari 100% RES) e una drastica riduzione del curtailment, che nei casi 100% RES è stimato pari a oltre 1/3 dell'energia totale prodotta.

Infine, va anche menzionato, all'opposto, uno scenario di decarbonizzazione del sistema elettrico italiano che invece esclude a priori un ruolo per il nucleare, elaborato da Artelys per il think thank ECCO, nell'ambito di uno studio commissionato da Greenpeace, Legambiente e WWF. Secondo



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

questo scenario sarebbe possibile decarbonizzare il sistema elettrico italiano già nel 2035, grazie a 250 GW di capacità installata da rinnovabili, mentre le esigenze di flessibilità sarebbero garantite da 17 GW di batterie e 39 TWh di energia time shifted grazie a demand response. Un ruolo decisivo è richiesto anche all'import di elettricità.

### 3-7.2 Altre peculiarità del sistema italiano

Un altro aspetto che va tenuto presente per l'Italia è che il Paese presenta significative disparità sia nei profili di generazione che nella domanda di carico di energia elettrica, a causa della sua notevole estensione longitudinale. Questa caratteristica geografica rende l'Italia unica, con caratteristiche distinte tra le sue regioni settentrionali e meridionali che possono rappresentare un'ulteriore sfida: la maggior parte della sua domanda nazionale di energia elettrica si trova al Nord, mentre le fonti rinnovabili sono più abbondanti al Sud, con più ore equivalenti di sole e vento. Considerare l'Italia come un unico nodo in un modello e quindi offrire una politica climatica uniforme per l'intera nazione potrebbe portare a soluzioni non ottimali.

Dunque, un'importante informazione preliminare che non risulta disponibile, e che sarebbe raccomandata, è una valutazione delle caratteristiche geofisiche delle risorse rinnovabili italiane, mediante analisi statistiche della co-variabilità temporale e spaziale di solare ed eolico insieme alla variabilità spaziale e temporale della richiesta di elettricità, su una scala temporale di più decenni. La valutazione del gap tra domanda e disponibilità di risorse variabili che ne deriva è una misura probabilistica del gap che deve essere riempito dalle risorse di flessibilità del sistema.

Una ulteriore motivazione per l'introduzione dell'energia nucleare in ambito italiano è il fatto che la tecnologia relativa sarebbe sviluppata e resa disponibile da paesi occidentali, Italia inclusa per via delle capacità industriali già evidenziate nella descrizione del contesto. Tali capacità italiane verranno ulteriormente sviluppate e rafforzate nel tempo grazie alle previste ampie partecipazioni alla supply chain europea per impianti avanzati e SMR da realizzare all'estero, che si sta organizzando ora sotto l'egida della European SMR Industrial Alliance. Ciò consentirebbe una elevata affidabilità nella fornitura della tecnologia stessa e nella gestione della manutenzione degli impianti nel tempo, oltre a non trascurabili ricadute economiche a livello nazionale. In tema di sicurezza degli approvvigionamenti, è importante anche considerare il fatto che paesi affidabili quali Canada e Australia sono rispettivamente al secondo e quarto posto a livello mondiale per quantità estratta di uranio (dati 2022).

Infine, anche se non si tratta di un fattore discriminante per la scelta del nucleare, giova ricordare il vantaggio derivante dal limitato consumo di suolo che caratterizza tale fonte se confrontata con le fonti rinnovabili non programmabili, quali fotovoltaico ed eolico.

## **CAP. 4 - ELABORAZIONE DI PROPOSTE**

Il settore elettrico svolgerà un ruolo fondamentale nel raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica al 2050, anche perché l'elettrificazione dei consumi finali e la produzione di idrogeno ed *e-fuel* per decarbonizzare i settori *hard-to-abate* richiederanno grandi quantità di energia elettrica, a sua volta decarbonizzata.

Come sopra accennato, la letteratura scientifica internazionale è concorde nell'affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente. Occorre quindi disporre di una certa quota di generazione elettrica programmabile esente da emissioni di gas climalteranti, che potrebbe includere il nucleare, in grado di affiancare le fonti rinnovabili non programmabili per garantire una loro migliore integrazione nel sistema.

In tale contesto, nell'ambito della PNNS i Gruppi di Lavoro 1, 2 e 3 si sono occupati di:

- valutare disponibilità, potenziali di sviluppo, costi e prestazioni, rispettivamente, dei nuovi piccoli reattori modulari a fissione e dei reattori a fusione su un orizzonte temporale fino al 2050;
- in base a tali parametri, realizzare analisi di scenario sul medesimo orizzonte temporale per valutare il contributo che tali tecnologie potrebbero fornire per raggiungere gli obiettivi di neutralità climatica.

In particolare, mediante il modello del sistema energetico nazionale "TIMES\_RSE", utilizzato anche per definire gli scenari alla base del *Piano Nazionale Integrato Energia Clima - PNIEC 2024*, è stato realizzato un primo scenario esplorativo così caratterizzato:

- stessi driver della domanda di servizi energetici (popolazione, numero famiglie, PIL, prezzi dei combustibili fossili, prezzi dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>, ecc.) utilizzati per lo scenario "di policy" del PNIEC 2024, definiti dalla Commissione Europea fino all'anno 2050;

	<b>2022</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>Popolazione</b> <i>(milioni)</i>	59,6	59,0	58,9	58,8	58,6	58,1	57,4
<b>N. famiglie</b> <i>(milioni)</i>	25,59	25,27	25,3	25,3	25,3	25,4	25,4
<b>PIL</b> <i>(1000 G€<sub>2015</sub>)</i>	1,57	1,77	1,82	1,89	1,94	2,20	2,36
<b>Petrolio</b> <i>(€<sub>2023</sub>/GJ)</i>	17,9	12,4	13,9	15,4	15,8	17,2	19,7
<b>Gas</b> <i>(€<sub>2023</sub>/GJ)</i>	35,1	9,4	9	8,2	10,1	9,9	9,6
<b>EUA CO<sub>2</sub></b> <i>(€<sub>2023</sub>/tCO<sub>2</sub>)</i>	90	95	95	140	290	430	490

- configurazione del sistema energetico al 2030 corrispondente allo scenario "di policy" del PNIEC 2024;

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- obiettivo “Net Zero” al 2050 per l’intero sistema energetico, e, in particolare, anche per il solo sistema elettrico;
- possibilità di installare gli impianti nucleari, negli anni dal 2035 al 2050, fino al massimo potenziale definito dai GdL 2 e 3 della PNNS, in funzione della disponibilità delle tecnologie e della filiera di produzione industriale e del combustibile.

Il modello, dati gli obiettivi, individua la traiettoria ottimale di minimo costo complessivo del sistema energetico per raggiungerli. Il risultato dell’esercizio scenaristico ha mostrato che il potenziale stimato di sviluppo degli impianti nucleari verrebbe completamente utilizzato in tutti gli anni considerati: ciò significa che il modello ha ritenuto le tecnologie nucleari sia economicamente che energeticamente<sup>9</sup> convenienti.

Accertata in tal modo la convenienza del ricorso alle tecnologie nucleari, si è proseguito, con un approccio maggiormente concreto, a concentrare l’analisi su uno scenario nucleare “conservativo”, caratterizzato da uno sviluppo di impianti nucleari dell’ordine della metà del potenziale massimo installabile, come mostrato nella seguente Figura 16.

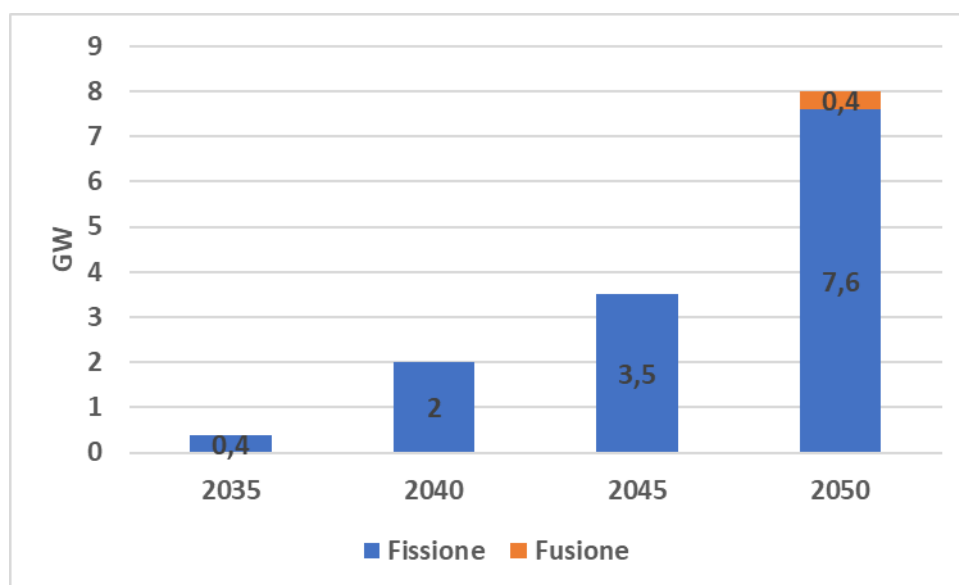


Figura 16 – Sviluppo della capacità di generazione nucleare nello scenario considerato, rappresentata unicamente da nucleare avanzato (in particolare i piccoli impianti modulari: SMR, AMR e microreattori) e, in anni prossimi al 2050, da una quota di energia da fusione.

È interessante notare che, in base ai dati forniti dal GdL 3 della PNNS, è possibile prevedere una piccola quota di energia da fusione a ridosso dell’anno 2050, quando potrebbero essere disponibili i primi impianti. L’energia da fusione è quindi prevista potersi sviluppare maggiormente, a livello mondiale, nella seconda metà del secolo, non in alternativa ma in sinergia con l’energia da fissione nucleare e con le altre fonti di energia.

Come accennato sopra, per ragioni di efficienza economica è vantaggioso affiancare alle fonti rinnovabili non programmabili una quota di generazione elettrica programmabile e senza emissioni di CO<sub>2</sub>. Negli scenari “Net Zero” al 2050, in assenza di nucleare, tale quota è soddisfatta dagli impianti idroelettrici a bacino e a serbatoio, da impianti di generazione a bioenergie e da impianti di

<sup>9</sup> Il modello ha individuato anche uno specifico *mix* ottimale di installazione di tali impianti tra versione cogenerativa e non cogenerativa.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

generazione a gas naturale con cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS). Poiché la tecnologia CCS non è in grado di catturare il 100% della CO<sub>2</sub> emessa, per conseguire il “Net Zero” sull’intero parco di generazione è necessario applicare la CCS anche a parte degli impianti alimentati a bioenergie, ottenendo in tal modo emissioni “negative”. Peraltro, tali emissioni “negative” nel settore elettrico sono necessarie anche a compensare emissioni residue dei settori industria e trasporti per la parte non completamente decarbonizzabile, con orizzonte 2050.

Sulla base di tali ipotesi, partendo dai dati forniti dai GdL 2 e 3 della PNNS, con specifico riferimento alle tecnologie dei piccoli reattori modulari a fissione (con installazione a partire dal 2035) e dei reattori a fusione (con installazione a partire dalla seconda metà del decennio 2040-50), il modello del sistema energetico nazionale “TIMES\_RSE” trova conveniente ricorrere al nucleare, riducendo in parte la necessità di ricorrere alla generazione sia a gas che a bioenergie dotata di CCS<sup>h</sup>.

Si è quindi proceduto a confrontare due scenari, i cui risultati sono riportati nelle seguenti Figura 17 e Figura 18:

- scenario “Senza nucleare”, in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), senza la possibilità di ricorrere al nucleare;
- scenario “Con nucleare”, in cui sono incluse tutte le tecnologie (comprese rinnovabili e gas/bioenergie con CCS), in cui è anche possibile inserire una quota di generazione nucleare, autolimitata alla metà del potenziale installabile (vedi sopra), che raggiungerebbe gli 8 GW al 2050.

Nella seguente Figura 17 è riportata la richiesta di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare, che presentano entrambi un alto livello di domanda di elettricità, la quale comprende appieno il potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico. Si nota che tale richiesta di energia elettrica è superiore nello scenario con nucleare: infatti, mentre lo scenario senza nucleare deve compensare una maggiore quantità di emissioni ricorrendo a quelle “negative”, lo scenario con nucleare, potendo produrre energia elettrica a costi inferiori rispetto agli impianti convenzionali con CCS, decarbonizza i settori di uso finale ricorrendo ad una maggiore elettrificazione e produzione di idrogeno e combustibili sintetici<sup>i</sup>.

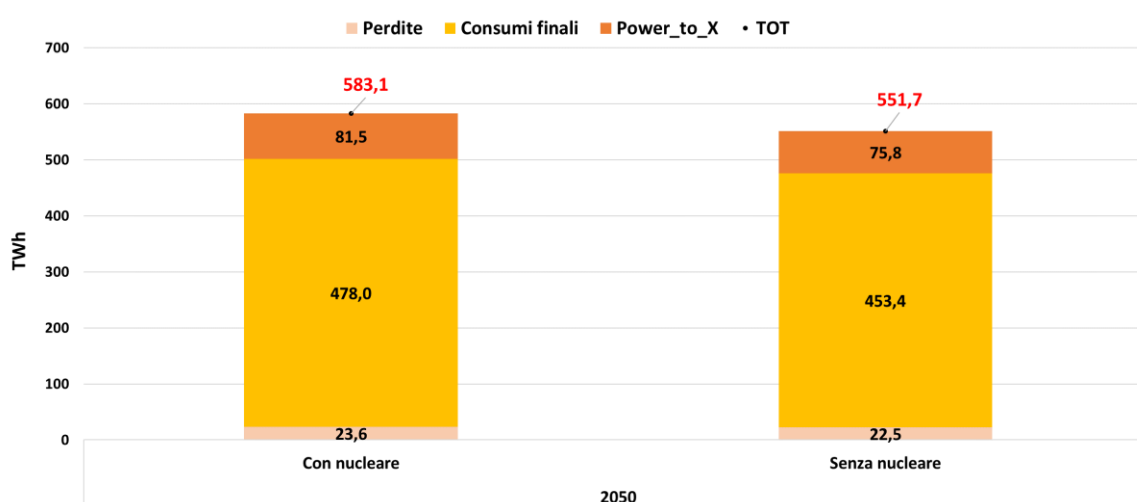


Figura 17 – Richiesta di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare.

<sup>h</sup> I costi e le prestazioni degli impianti di generazione dotati di CCS utilizzati nel modello derivano dal contributo fornito da RSE al tavolo di lavoro MASE “Studio CCUS D.I. Energia”.

<sup>i</sup> La domanda elettrica per produrre idrogeno e combustibili sintetici è indicata in figura con “Power\_to\_X”.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

Nella seguente Figura 18 è invece mostrata la produzione nazionale di energia elettrica negli scenari con e senza nucleare<sup>i</sup>. In termini di fonti rinnovabili non programmabili, entrambi gli scenari al 2050 sono caratterizzati da una capacità installata di circa 245 GW di fotovoltaico e circa 51 GW di eolico. In entrambi gli scenari è inoltre considerata una limitata quantità di energia importata, pari a 17,7 TWh, corrispondenti al valore assunto nello scenario “EURef2020”, riferimento considerato anche per gli scenari alla base del PNIEC.

Si nota come al 2050, nello scenario “Con nucleare”, la produzione da tale fonte copra circa l’11% della richiesta di energia elettrica. Oltre a soddisfare una maggiore richiesta, il nucleare riduce la necessità di ricorrere sia alla generazione a gas naturale con CCS, che passa da 11,5 a 4 TWh, sia alla produzione da bioenergie con CCS, che passa da 12,5 a 6 TWh.

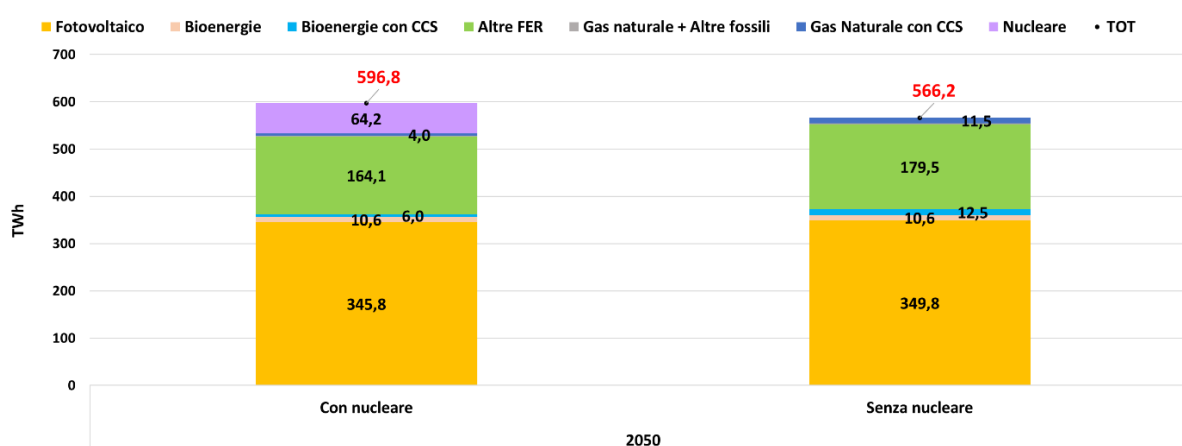


Figura 18 – Produzione nazionale di energia elettrica al 2050 negli scenari con e senza nucleare.

Degli 8 GW di capacità di generazione nucleare al 2050, circa 1,3 GW funzionano in modalità cogenerativa, fornendo al settore industriale calore per un ammontare pari a 16 TWh termici.

Rileva sottolineare che, senza la limitazione sulla capacità nucleare alla metà del potenziale installabile, lo scenario “Con nucleare” verrebbe preferito dal modello “TIMES\_RSE” fino a coprire circa il 22% della produzione nazionale di energia elettrica (circa 16 GW di capacità nucleare al 2050).

Il modello “TIMES\_RSE” minimizza il costo complessivo dello sviluppo dell’intero sistema energetico sull’orizzonte temporale considerato, allo scopo di raggiungere gli obiettivi che lo scenario si prefigge. Come si può notare dal diverso livello di richiesta di energia elettrica nei vari scenari, i diversi costi di generazione che derivano dalla presenza o meno del nucleare impattano anche sullo sviluppo dei settori di uso finale dell’energia, e quindi sui costi sostenuti per l’installazione e l’utilizzo delle relative tecnologie di consumo. Per confrontare dal punto di vista economico gli scenari con e senza nucleare, è necessario quindi mettere a confronto i costi complessivi dell’intero sistema, e non solo quelli sostenuti per generare energia elettrica. Al riguardo, il modello “TIMES\_RSE” è in grado di fornire il costo totale del sistema sostenuto sull’intero orizzonte temporale considerato, attualizzato ad oggi.

Confrontando tali valori di costo per gli scenari considerati, pertanto, risulta che lo scenario conservativo “Con nucleare” sarebbe in grado di raggiungere l’obiettivo “Net Zero” ad un costo

<sup>i</sup> Aggiungendo alla produzione nazionale di Figura 18 il saldo import-export e sottraendo le perdite nei sistemi di accumulo si ottiene la richiesta di energia elettrica di Figura 17.

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

stimato di circa 16 miliardi di € inferiore al costo dello scenario *“Senza nucleare”*, su tutto l’orizzonte temporale preso a riferimento.

Giova peraltro sottolineare che i risultati presentati nel presente capitolo saranno successivamente consolidati in vista dell’aggiornamento della *Strategia di Lungo Termine 2050 (Long Term Strategy)*, da aggiornare nel 2025.

Il modello del sistema energetico nazionale *“TIMES\_RSE”*, per la sua complessità e per l’onere computazionale che gli sarebbe richiesto, non è in grado di modellare il sistema elettrico con tutti i dettagli temporali (dispacciamento a livello orario), spaziali (vincoli di rete) e tecnici (minimi tecnici, vincoli di accensione/spengimento e di rampa degli impianti di generazione) necessari ad individuare eventuali criticità.

Occorre quindi utilizzare un modello specifico del sistema elettrico (nel caso il modello *“SMTSIM”* di RSE) mediante il quale effettuare una simulazione del sistema focalizzata sull’anno 2050, partendo dai risultati del modello energetico *“TIMES\_RSE”* relativi a domanda e offerta di energia elettrica, anche in questo caso mettendo a confronto gli scenari *“Con nucleare”* e *“Senza nucleare”*.

I principali aspetti che si intende indagare con la simulazione del sistema elettrico sono:

- l’eventuale presenza di *“energia non fornita”*, ossia l’incapacità del sistema di alimentare tutta la domanda in specifiche ore;
- l’eventuale presenza di *“overgeneration”*, ossia di eccesso di generazione (tipicamente da fonti rinnovabili non programmabili) rispetto alla domanda in specifiche ore.

Riguardo all’energia non fornita, gli scenari non mostrano rilevanti criticità, avendo ipotizzato di poter sfruttare nelle relativamente poche ore più critiche la capacità di importazione dall’estero, assunta mediamente pari a circa 14 GW, secondo dati forniti da TERNA.

Riguardo all’*overgeneration*, le simulazioni del sistema elettrico mostrano:

- per lo scenario *“Senza nucleare”*, *overgeneration* superiori di 3,67 TWh rispetto a quelle stimate dal modello energetico;
- per lo scenario *“Con nucleare”*, *overgeneration* inferiori di 2,41 TWh rispetto a quelle stimate dal modello energetico.

Dunque, in funzione di questi risultati il costo dello scenario *“Con nucleare”* si ridurrebbe, all’anno 2050, del valore dell’energia corrispondente a circa 6 TWh di *overgeneration*. Ipotizzando di valorizzare tale energia al LCOE del fotovoltaico e dell’eolico, che in base ai parametri assunti nello scenario al 2050 si aggira attorno a 30÷40 €/MWh, tale valore corrisponderebbe a circa 200 milioni di €/anno. Ipotizzando, semplificativamente, una crescita lineare della differenza di *overgeneration* tra il 2040 ed il 2050, il costo corrispondente sull’orizzonte temporale considerato sarebbe dell’ordine di 1 miliardo di €, a vantaggio, come detto, dello scenario *“Con nucleare”*.

Dunque, considerando la differenza di costo di 16 miliardi di € stimata con il modello energetico, si può concludere che lo scenario conservativo *“Con nucleare”* sarebbe in grado di raggiungere l’obiettivo *“Net Zero”* ad un costo stimato complessivo di circa 17 miliardi di € inferiore al costo dello scenario *“Senza nucleare”*, su tutto l’orizzonte temporale preso a riferimento.

## CAP. 5 - BIBLIOGRAFIA

### 5.1 RICOGNIZIONE DEL CONTESTO INTERNAZIONALE E DELLA SITUAZIONE NAZIONALE

- [1] International Atomic Energy Agency (IAEA): *“Power Reactor Information System”*, 2024, <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>
- [2] International Energy Agency: *“World Energy Outlook 2023 Free Dataset”*, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2023-free-dataset-2#data-files>
- [3] NucNet: *“China / Country to Double Share of Nuclear In Power Generation By 2035, Says Official”*, 27 settembre 2023, <https://www.nucnet.org/news/country-to-double-share-of-nuclear-in-power-generation-by-2035-says-official-9-3-2023>
- [4] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power.aspx>
- [5] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/india.aspx>
- [6] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>
- [7] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
- [8] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx>
- [9] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/canada-nuclear-power.aspx>
- [10] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/south-korea.aspx>
- [11] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power.aspx>
- [12] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-arab-emirates.aspx>
- [13] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belarus.aspx>
- [14] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/turkey.aspx>
- [15] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/egypt.aspx>
- [16] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/bangladesh.aspx>
- [17] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx>
- [18] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium.aspx>
- [19] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands.aspx>
- [20] <https://world-nuclear-news.org/Articles/Estonia-appoints-working-group-to-assess-adoption>
- [21] <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/SMR-power-plant-proposed-in-Norway>
- [22] Commissione Europea: *“Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo, al Comitato delle Regioni e alla Banca*

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- Europa per gli Investimenti – Un pianeta pulito per tutti Visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra*", COM(2018) 773 final, 28 novembre 2018,  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773>
- [23] [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en)
- [24] International Energy Agency: *"Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector"*, ottobre 2021,  
<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [25] Commissione Europea: *"Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni – Il Green Deal Europeo"*, COM(2019) 640 final, 11 dicembre 2019,  
[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0006.02/DOC_1&format=PDF)
- [26] <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>
- [27] Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»),  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>
- [28] Commissione Europea: *"Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni – Pronti per il 55%: realizzare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica"*, COM(2021) 550 final, 14 luglio 2021,  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550>
- [29] Commissione Europea: *"Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni – Piano REPowerEU"*, COM(2022) 230 final, 18 maggio 2022,  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0230>
- [30] Regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088,  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852>
- [31] Regolamento delegato (UE) 2022/1214 della Commissione del 9 marzo 2022 che modifica il regolamento delegato (UE) 2021/2139 per quanto riguarda le attività economiche in taluni settori energetici e il regolamento delegato (UE) 2021/2178 per quanto riguarda la comunicazione al pubblico di informazioni specifiche relative a tali attività economiche,  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1214&from=EN>
- [32] JRC Science for Policy Report: *"Technical assessment of nuclear energy with respect to the 'do no significant harm' criteria of Regulation (EU) 2020/852 ('Taxonomy Regulation')"*, Ares(2021)1988129, 19 marzo 2021,  
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC125953>
- [33] Commissione Europea: *"Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo di produzione di prodotti delle tecnologie a zero emissioni nette (normativa sull'industria a zero emissioni nette)"*, COM(2023) 161 final, 16 marzo 2023,



## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6448c360-c4dd-11ed-a05c-01aa75ed71a1.0021.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6448c360-c4dd-11ed-a05c-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_1&format=PDF) (Regolamento)

[https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6448c360-c4dd-11ed-a05c-01aa75ed71a1.0021.02/DOC\\_2&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6448c360-c4dd-11ed-a05c-01aa75ed71a1.0021.02/DOC_2&format=PDF) (Allegato)

- [34] Parlamento Europeo: *“Emendamenti del Parlamento Europeo, approvati il 21 novembre 2023, alla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo di produzione di prodotti delle tecnologie a zero emissioni nette (normativa sull'industria a zero emissioni nette)”*, P9\_TA(2023)0401, 21 novembre 2023,  
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance\\_pleniere/textes\\_adoptes/definitif/2023/11-21/0401/P9\\_TA\(2023\)0401\\_IT.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniere/textes_adoptes/definitif/2023/11-21/0401/P9_TA(2023)0401_IT.pdf)
- [35] Consiglio Europeo: *“Proposta di regolamento che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo di produzione di prodotti delle tecnologie a zero emissioni nette (normativa sull'industria a zero emissioni nette) – Risultati dei lavori”*, 2023/0081(COD), 7 dicembre 2023,  
<https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16521-2023-INIT/it/pdf>
- [36] Commissione Europea: *“Declaration on EU SMR 2030 – The role of Research, Innovation, Education and Training in the safety of Small Modular Reactors (SMRs) in the European Union”*, 4 aprile 2023,  
[https://research-and-innovation.ec.europa.eu/system/files/2023-04/ec\\_rtd\\_eu-smr-declaration-2030.pdf](https://research-and-innovation.ec.europa.eu/system/files/2023-04/ec_rtd_eu-smr-declaration-2030.pdf)
- [37] [https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-industrial-alliance-small-modular-reactors\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/industrial-alliances/european-industrial-alliance-small-modular-reactors_en)
- [38] <https://www.gov.uk/government/news/british-nuclear-revival-to-move-towards-energy-independence>
- [39] <https://www.gov.uk/government/news/six-companies-through-to-next-stage-of-nuclear-technology-competition>
- [40] UK Department for Energy Security & Net Zero: *“Civil nuclear: roadmap to 2050”*, gennaio 2024,  
[https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659fb2783308d200131fbe17/6.8610\\_DESNZ\\_Civil\\_Nuclear\\_Roadmap\\_report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659fb2783308d200131fbe17/6.8610_DESNZ_Civil_Nuclear_Roadmap_report.pdf)
- [41] *Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024 che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione*,  
[https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=OJ:L\\_202401747](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401747)
- [42] <https://www.gov.uk/government/collections/hinkley-point-c>
- [43] Commissione Europea: *“Securing our future - Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society”*, COM(2024) 63 final, 6 febbraio 2024.  
[https://climate.ec.europa.eu/document/download/2ccd7710-5fc3-420f-aeb8-9a3af271f970\\_en](https://climate.ec.europa.eu/document/download/2ccd7710-5fc3-420f-aeb8-9a3af271f970_en)
- [44] United Nations Framework Convention on Climate Change: *“First Global Stocktake”*, FCCC/PA/CMA/2023/L.17, 13 dicembre 2023,  
[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023\\_L17E.pdf?download](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023_L17E.pdf?download)
- [45] <https://www.energy.gov/articles/cop28-countries-launch-declaration-triple-nuclear-energy-capacity-2050-recognizing-key>

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- [46] International Energy Agency: *“Communique of the 287<sup>th</sup> Meeting (2024) of the IEA Governing Board at Ministerial Level”*  
<https://www.iea.org/news/2024-iea-ministerial-communique>
- [47] <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/nuclear-alliance-aims-for-150-gw-of-nuclear-power-in-eu-by-2050/>
- [48] <https://www.iaea.org/newscenter/pressreleases/first-ever-nuclear-energy-summit-to-be-held-in-brussels-in-march-2024>
- [49] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica: *“Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”*, giugno 2023,  
[https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC\\_2023.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf)
- [50] <https://www.mur.gov.it/it/aree-tematiche/ricerca/programmazione/programma-nazionale-la-ricerca>
- [51] <https://www.italiadomani.gov.it/content/sogei-ng/it/it/home.html>
- [52] CIRTEN, Consorzio Interuniversitario per la Ricerca TEcnologica Nucleare,  
<https://www.cirten.it/>
- [53] <https://www.ansaldoenergia.com/companies/ansaldo-nucleare>
- [54] <https://www.tectubiraccordi.com/template.php?rpage=home&l=it>
- [55] <https://www.ibfgroup.it/>
- [56] Politecnico di Milano: *“Italian nuclear supply chain for small modular reactors”*,  
<https://www.nuclearenergy.polimi.it/italian-nuclear-supply-chain-for-small-modular-reactors/>
- [57] European SMR Pre-Partnership: *“SMR market analysis in the EU”*,  
<https://snetp.eu/wp-content/uploads/2023/07/Proceedings-2023.pdf>
- [58] <https://www.associazioneitaliananucleare.it/krsko-raddoppia-e-lindustria-italiana-partecipa/>
- [59] International Atomic Energy Agency: *“Advances in Small Modular Reactor Technology Developments – 2022 edition”*, settembre 2022,  
[https://aris.iaea.org/Publications/SMR\\_booklet\\_2022.pdf](https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf)
- [60] <https://www.siet.it/?lSite=en>
- [61] <https://www.edison.it/it/EdF-edison-ansaldo-energia-e-ansaldo-nucleare-annunciano-di-aver-firmato-una-lettera-di-intenti-loi>
- [62] <https://www.gifen.fr/en>
- [63] <https://www.associazioneitaliananucleare.it/ain-firma-EdF-gifen-ansaldonuc/>
- [64] <http://www.srs.it/>
- [65] <https://www.waltertosto.it/>
- [66] <https://mangiarotti.it/>
- [67] <https://www.newcleo.com/>
- [68] <https://www.iter.org/>
- [69] <https://www.cfs.energy/>
- [70] <https://www.psfc.mit.edu/>
- [71] <https://www.gov.uk/government/organisations/uk-atomic-energy-authority>
- [72] <https://www.atb.group/en/>
- [73] <https://www.simic.it/en/>
- [74] <https://comunicazione.camera.it/archivio-prima-pagina/19-30789>
- [75] <https://aic.camera.it/aic/scheda.html?numero=1-00083&ramo=C&leg=19>
- [76] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica: decreto 16 novembre 2023 - *Definizione dei programmi, progetti e attività da attuare nell’ambito dell’iniziativa «Mission Innovation»*,  
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2024/01/25/24A00335/SG>

[77] [https://www.camera.it/leg19/1099?slAnnoMese=202403&slGiorno=05&shadow\\_organoparlamentare=3508&primaConvUtile=ok](https://www.camera.it/leg19/1099?slAnnoMese=202403&slGiorno=05&shadow_organoparlamentare=3508&primaConvUtile=ok)

## **5.2 MOTIVAZIONI PER IL RICORSO AL NUCLEARE**

- [78] Auer et al., *Modelling climate neutrality for the European Green Deal*, 2021, Editorial, Energy
- [79] Baik et al., *What is different about different net-zero carbon electricity systems?*, 2021, Energy and climate change.
- [80] Baik, Siala, Hamacher, Benson, *Detailed capacity expansion and dispatch model of California*, 2022, International Journal of Greenhouse Gas Control
- [81] Becker et al., *Transmission grid extensions during the build-up of a fully renewable pan-European electricity supply*, 2013, Energy
- [82] Ben et al., *High-priced and dangerous: nuclear power is not an option for the climate-friendly energy mix*, DIW weekly report
- [83] Tsiropoulos et al., *Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050*, 2020, JRC Technical Reports
- [84] Bistline et al., *The role of the power sector in net-zero energy systems*, 2022, Energy and climate change
- [85] Bistline et al., *Modelling nuclear energy's future role in decarbonized energy systems*, 2023, iScience
- [86] Bistline, *Economic and Technical Challenges of Flexible Operations under Large-Scale Variable Renewable Deployment*, 2017, Energy economics
- [87] Breyer et al., *On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research*, 2022, IAAE
- [88] Brick and Thernstrom, *Renewables and decarbonization: Studies of California, Wisconsin and Germany*, 2016, The electricity journal
- [89] Brinkman et al., *The North American Renewable Integration Study: A U.S. Perspective — Executive Summary*, 2021, NREL
- [90] Brown et al., *Response to 'Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems'*, Renewable and Sustainable Energy Reviews
- [91] Buongiorno et al., *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*, 2018 MIT
- [92] Buongiorno, *Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World: Big Challenges and Big Opportunities*, 2019 iEnergy
- [93] CCC, *The Sixth Carbon Budget - The UK's path to Net Zero*, 2020
- [94] Child et al., *Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe*, 2019, Renewable energy
- [95] Clack et al., *Evaluation of a proposal for reliable low-cost grid power with 100% wind, water, and solar*, 2017, PNAS
- [96] Cole et al., *Quantifying the challenge of reaching a 100% renewable energy power system for the United States*, 2021, Joule
- [97] Daggash et al., *Structural Evolution of the UK Electricity System in a below 2°C World*, 2019, Joule
- [98] Davis D. and M.J. Brear, *Decarbonising Australia's National Electricity Market and the role of firm, low-carbon technologies*, Journal of Cleaner Production
- [99] Davis et al., *Supplementary materials for net-zero energy systems*, 2018, Science

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- [100] Davis, *Net-zero emissions energy systems*, 2018, Science
- [101] Davis, A.J., *The Role of Nuclear Energy in the Global Energy Transition*, 2022, OIE
- [102] Denholm et al, *The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the United States*, Joule
- [103] Denholm et al., *Examining Supply-Side Options to Achieve 100% Clean Electricity by 2035*, 2022, NREL
- [104] Department for business, energy and industrial strategy, *Modelling 2050: electricity system analysis*, 2020
- [105] De Sisternies, Jenkins, Botterud, *The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector*, 2016, Applied energy
- [106] Di Bella et al., *Power system investment optimization to identify carbon neutrality scenarios for Italy*
- [107] Doering et al., *Evaluating the intensity, duration, and frequency of flexible energy resources needed in a zero-emission, Hydropower reliant power system*, 2023, Oxford academic
- [108] *Electronic supplementary material (ESI) for energy and environmental science*, 2015, The Royal Society for Chemistry
- [109] *Energy System for Great Britain*, 2019
- [110] Frew et al, *Flexibility mechanisms and pathways to a highly renewable US electricity future*, 2016, Energy
- [111] Frew, Jacobson, *Temporal and spatial tradeoffs in power system modeling with assumptions about storage: an application of the POWER mode*, 2016, Energy
- [112] Gilmor et al., *Firming Technologies to Reach 100% Renewable Energy Production in Australia's National Electricity Market (NEM)*, The Energy Journal, Vol. 44 No. 6
- [113] Giuliani et al., *Nuclear Fusion impact on the requirements of power infrastructure assets in a decarbonized electricity system*, Fusion Engineering and Design
- [114] Giuliani et al., *The Fusion to Hydrogen Option in a Carbon Free Energy System*, 2023, IEEE
- [115] Goke et al., *Accounting for spatiality of renewables and storage in transmission planning*, 2022, Energy economics
- [116] Goke et al., *Economics of nuclear power in decarbonized energy systems*, 2023, Cornell university
- [117] Goke et al., *How flexible electrification can integrate fluctuating renewables*, 2023, Energy
- [118] Goke, Wimmers, von Hirschhausen, *Economic Efficiency of Nuclear Power in Decarbonized Energy Systems*, 2023, AT-OM Research Workshop
- [119] Gulagi et al., *A Cost Optimized Fully Sustainable Power System for Southeast Asia and the Pacific Rim*, 2017, Energies
- [120] Hainsh et al., *Energy transition scenarios: what policies, societal attitudes, and technology developments will realize the EU Green Deal?*, 2021, Energy
- [121] Han et al., *A Low-Carbon Dispatch Strategy for Power Systems Considering Flexible Demand Response and Energy Storage*, 2022, Frontiers energy
- [122] Handayani, *Assessing the implications of net-zero emissions pathways: An analysis of the Indonesian power sector*, 2021, 2021 Intern. Conf. Tech. Policy Energy Electric Power (ICT-PEP)
- [123] Hansen, Breyer, Lund, *Status and perspectives on 100% renewable energy systems*, 2019, Energy
- [124] Heard, *Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems*, 2017, Renewable and Sustainable Energy Reviews

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- [125] Hess et al., *Representing node-internal transmission and distribution grids in energy system models*, 2018, Renewable energy
- [126] Heuberger et al., *A systems approach to quantifying the value of power generation and energy storage technologies in future electricity networks*, 2017, Computers and Chemical Engineering
- [127] Hill et al., *A Multi-Scale method for combined design and dispatch optimization of nuclear hybrid energy systems including storage*, 2023, E-prime
- [128] Hu Bin et al., *Low carbon economic dispatching for power system integrated with large scale photovoltaic power generation*, 2017, IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)
- [129] IAEA, *Nuclear-Renewables Hybrid energy systems*
- [130] Imperial college London, *Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways*, 2018
- [131] IPCC, *Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development*
- [132] Jacobson et al., *100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World*, 2017, Joule
- [133] Jacobson, Delucchi, Cameron, Frew, *Low-cost solution to the grid reliability problem with 100% penetration of intermittent wind, water, and solar for all purposes*, 2015, PNAS
- [134] Jekins et al, *The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy*, 2018, Applied Energy
- [135] Jenkins Luke Thernstrom, *Deep Decarbonization of the Electric Power Sector: Insights from the Recent Literature*, 2017
- [136] Jenkins Luke Thernstrom, *Getting to Zero Carbon Emissions in the Electric Power Sector*, 2018, Joule
- [137] Johnson et al., *Evaluating rotational inertia as a component of grid reliability with high penetrations of variable renewable energy*, 2019, Energy
- [138] Johnson et al., *Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways*, 2020, Applied Energy
- [139] Kang, *Towards net-zero emission power system: deploy long-duration electricity storage technology for power systems with high penetration of renewables*, 2022, iEnergy
- [140] Kendzioriski et al., *Centralized and decentral approaches to succeed the 100% energiewende in Germany in the European context – A model-based analysis of generation, network, and storage investments*, 2022, Energy Policy
- [141] Keppler, Jan Horst, *Nuclear energy in the global energy landscape: advancing sustainability and ensuring energy security*, 2024, OIES, OEF February 2024: ISSUE 139
- [142] Khalili and Breyer, *Review on 100% Renewable Energy System Analyses—A Bibliometric Perspective*, 2022, IAEE
- [143] Kroposki et al., *Achieving a 100% renewable grid*, 2017, IEEE
- [144] Kondziella, Bruckner, *Flexibility requirements of renewable energy-based electricity systems – a review of research results and methodologies*, 2016, Renewable and Sustainable Energy Reviews
- [145] Li, *Optimal dispatch of low-carbon integrated energy system considering nuclear heating and carbon trading*, 2022, Journal of Cleaner Production
- [146] Lise, Va der Laan, Rademaekers, *Assessment of the Required Share for a Stable EU Electricity Supply until 2050*, 2011, European Commission
- [147] Marocco et al., *Towards 100% renewable energy systems: the role of hydrogen and batteries*, 2022, Journal of energy storage

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- [148] Middleton - Energy Systems Catapult Limited, *Nuclear for net zero a UK whole energy system appraisal*
- [149] Mileva, *Power system balancing for deep decarbonization of the electricity sector*, 2016, Applied Energy
- [150] Naimoli et al., *Decarbonizing the Electric Power Sector*, 2020, CSIS Analysis
- [151] *Nuclear for net-zero - A UK whole energy system appraisal - Project summary report*, 2020, Catapult
- [152] *Nuclear-Renewables Hybrid energy systems*, IAEA Nuclear energy series
- [153] OECD, NEA, *NEA System Cost Analysis for Integrated Low-Carbon Electricity Systems - A guide for stakeholders and policymakers*
- [154] Omar, *Decarbonizing with Nuclear Power, Current Builds, and Future Trends*, 2022, 4Ds Energy Transition: Decarb., Decentr., Decreasing Use, Digital.
- [155] Paillere, *Net zero transition scenario*, 2023, IAEA
- [156] Parsons, Buongiorno, Corradini, Petti, *A fresh look at nuclear energy*, 2019, Science
- [157] Price, *The role of new nuclear power in the UK's net-zero emissions energy system*, 2021, Energy
- [158] Pudjianto, *Whole-System Value of Long-Duration Energy Storage in a Net-Zero Emission*, Imperial College
- [159] Ram et al., *Global Energy System based on 100% Renewable Energy: Energy Transition in Europe Across Power, Heat, Transport and Desalination Sectors*, 2018, LUT University
- [160] Rodriguez et al., *Transmission needs across a fully renewable European power system*, 2013, Renewable Energy
- [161] RTE, *Energy pathways to 2050: key results*, 2021
- [162] Sadamori, *Nuclear power in a clean energy system*, 2020, IEA
- [163] Safaei, Keith, *How much bulk energy storage is needed to decarbonize electricity?*, 2015, Energy and environmental science
- [164] Sepulveda et al., *The Role of Firm Low-Carbon Electricity Resources in Deep Decarbonization of Power Generation*, 2018, Joule
- [165] Sepulveda, *The design space for long-duration energy storage in decarbonized power systems*, 2021, Nature Energy
- [166] Shakoor, *Roadmap for flexibility services to 2030 - A report to the Committee on Climate Change*, Poiry - Imperial College London, 2017
- [167] Shaner et al., *Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power in the US*, 2018, Energy & Environmental Science
- [168] Strbac et al. - Imperial College London, *Analysis of Alternative UK Heat Decarbonisation Pathways*, 2018
- [169] Strbac, Pudjianto, Teng, Papadaskalopoulos, Davies, Shakoor, *Roadmap for Flexibility Services to 2030*, a report to the Committee on Climate Change
- [170] Subin et al, *Appendix B: Literature Review of Economy-Wide Deep Decarbonization and Highly Renewable Energy Systems*, 2020
- [171] Tiribuzi S. et al., *Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili. Prima parte: analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici*, 2023, CNR
- [172] Tong et al, *Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power worldwide*, 2021, Nature Communications
- [173] UK Dep. BEIS, *Modelling 2050: electricity system analysis*, 2020
- [174] van Zuijlen, Zappa et al, *Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future*, 2019, Applied Energy

## PIATTAFORMA NAZIONALE PER UN NUCLEARE SOSTENIBILE

- [175] Von Hirschhausen et.al, *The Economics of Nuclear Power in the Context of Climate Change Mitigation – An Assessment*, 2023, TU Berlin
- [176] Wang et al., *Power grid optimal dispatching strategy considering carbon trading mechanism*, 2022, iEnergy
- [177] Wang, *What the 100% Renewables Literature Gets Wrong*, 2023
- [178] *Western interconnection flexibility assessment*, Final report, 2015, NREL
- [179] Wimmers, Goke, *Economic efficiency of nuclear power in decarbonized energy systems*, 2023, TU Berlin
- [180] Wogrin et al., *Assessing the impact of inertia and reactive power constraints in generation expansion planning*, 2020, Applied Energy
- [181] Yuan et al, *Would firm generators facilitate or deter variable renewable energy in a carbon-free electricity system?*, 2020, Applied Energy
- [182] Zappa et al, *Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?*, 2019, Applied Energy
- [183] Zhong et al., *Towards a 100% renewable energy electricity generation system in Sweden*, 2021, Renewable energy
- [184] Zhou and Mai, *Electrification Futures Study: Operational Analysis of U.S. Power Systems with Increased Electrification and Demand-Side Flexibility*, NREL
- [185] Zozmann et al., *100% Renewable Energy Scenarios for North America—Spatial Distribution and Network Constraints*, 2021, Energies