

POLITICAL POSITION PAPER

Autori: Luca Santo, Luca Bertoni, Matteo Gasparini

Reviewers: Stefano Parisse, Francesco Zoffoli, Gianvito Colucci

TITOLO

SUL RUOLO DELLE FONTI RINNOVABILI NEL MIX ENERGETICO

KEYWORDS

Fonti Rinnovabili Non Programmabili, Solare, Eolico, incentivi, decarbonizzazione

EXECUTIVE SUMMARY

Riteniamo un obiettivo strategico fondamentale quello dell'indipendenza energetica europea e della progressiva riduzione di emissioni climalteranti. Riteniamo che la transizione energetica debba essere portata avanti al minor costo possibile in modo da risultare sostenibile anche dal punto di vista economico. Riteniamo che la ri-adozione del nucleare civile nel mix energetico sia necessaria per il raggiungimento di obiettivi di elevata decarbonizzazione. Riteniamo che le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP, cioè solare ed eolico) avranno un ruolo importante nella transizione energetica italiana, in particolar modo nel breve-medio termine. Visti gli impatti positivi delle FRNP su indipendenza energetica, riduzione delle emissioni e prezzi dell'elettricità sul mercato, riteniamo che le FRNP vadano supportate (fino a penetrazione da stabilire con appositi studi) tramite strumenti di stabilizzazione dei ricavi - senza sussidi.

L'associazione si propone di:

- 1) eliminare, ove possibile, le attuali misure di sussidio alle FRNP, tra cui Contract for Difference a prezzo superiore a quello di mercato
- 2) supportare le FRNP utilizzando strumenti che stabilizzano i ricavi, senza eliminare i segnali di mercato dati dal prezzo dell'elettricità nel tempo

- 3) focalizzare il supporto su impianti efficienti economicamente, rivedendo la legislazione vigente che favorisce la diffusione di impianti di piccola taglia e limita quella di impianti di grossa taglia.

CONTESTO

La necessità di ridurre le emissioni di gas serra, limitare il riscaldamento globale e ridurre la dipendenza da fonti fossili è da molti considerato un obiettivo strategico fondamentale.

In altri position paper del SG03ENE è stato evidenziato come il nucleare sia troppo a lungo rimasta una tecnologia ignorata nel dibattito sulla decarbonizzazione del sistema energetico italiano.

Sono anche evidenti le limitazioni delle fonti rinnovabili variabili (eolico, solare) nel coprire da sole la domanda di elettricità.

Sono in corso degli approfondimenti dal sottogruppo tematico “Mix Energetico” per provare ad ottenere una stima autonoma della percentuale auspicabile di ciascuna tecnologia per un sistema elettrico italiano decarbonizzato (considerato che esistono pochi studi che hanno condotto questo tipo di ottimizzazione includendo anche l’opzione della tecnologia nucleare).

Il position paper sul nucleare intitolato “*Analisi del Nucleare da Fissione come Fonte Energetica Strategica per l’Italia*” ci ricorda la natura fortemente “capital intensive” di questa tecnologia, che ci porta a concludere che, molto probabilmente, servirà un impegno dello stato per favorire la ri-adozione, nella forma di partecipazione diretta negli investimenti o con delle forme di garanzia su investimenti privati.

Dato per assodato quindi che lo stato avrà un ruolo nella pianificazione energetica, rimane aperto il dibattito sulle politiche da adottare per la diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, sia in termini di target che di eventuale supporto, nonché sulla legislazione che favorisce alcuni tipi di impianti rispetto ad altri.

Il contesto legislativo recente è quello di incentivi come ad esempio il Superbonus 110%, che sembrerebbe aver dato un’accelerata alle installazioni di impianti solari, a fronte però di

una spesa spropositata. Questo proprio perché, oltre ai gravi problemi strutturali della norma, ha favorito impianti residenziali di piccola taglia (e dunque più costosi) accoppiati ad altri interventi del tutto inefficienti economicamente (ristrutturazioni, installazioni accumuli, etc.). Nella fase successiva al Superbonus, allo stato attuale permangono detrazioni fiscali per le installazioni di impianti residenziali; esistono schemi di incentivazione per l'energia prodotta anche per impianti di grande taglia (FER-X) e altre tipologie di impianti che ad oggi non sono competitivi (FER-2). Lo schema FER-2, garantisce remunerazioni maggiori rispetto al prezzo di mercato, costituendo effettivamente un costo per il sistema. Esistono però anche limitazioni all'installazione di impianti di grossa taglia che sfavoriscono l'installazione su terreni agricoli (a meno di ricorrere all'agri-voltaico, che potrebbe però avere costi maggiori). In breve, il contesto legislativo non sembra mirato a favorire la massima decarbonizzazione al minimo costo.

La posizione difesa all'interno di questo position paper è che le fonti rinnovabili non programmabili, e in particolare il solare utility scale, potranno avere un ruolo importante per la transizione energetica in Italia - come molti studi indicano lo saranno a livello globale - ma occorre modificare le attuali politiche al fine di favorire la diffusione di impianti a maggiore efficienza tecnico-economica, decarbonizzare il sistema energetico nel modo più efficiente e potenzialmente abbassare i costi dell'energia.

POSIZIONE

La posizione difesa all'interno di questo position paper è che le fonti rinnovabili non programmabili, e in particolare quelle più economiche, potranno avere un ruolo importante nel sistema elettrico italiano per i seguenti motivi:

1. **Economicità:** Alcune tecnologie hanno raggiunto costi molto bassi, proiettati in continua discesa nei prossimi anni, e rappresentano un'opportunità di riduzione dei costi energetici
2. **Sicurezza energetica e transizione energetica:** Ogni ulteriore impianto FRNP installato contribuisce alla riduzione del consumo di gas in Italia ed in Europa, con impatto positivo sulla dipendenza energetica e sulla riduzione di emissioni climalteranti.

3. **Tempistiche:** Per reintrodurre in Italia il nucleare, che rappresenta una tecnologia fondamentale per eliminare completamente la dipendenza dai combustibili fossili, saranno necessari diversi anni (almeno 10-15 anni). Da oggi al giorno in cui vedremo il primo kWh da nucleare immesso in rete, le FRNP rappresentano la tecnologia migliore per raggiungere gli obiettivi sopra citati.

PROPOSTA

Proponiamo di sfruttare le FRNP come tecnologia utile nel breve-medio periodo alla riduzione della dipendenza energetica (italiana ed europea) e delle emissioni di gas climalteranti. Visti gli ingenti sprechi di denaro pubblico osservati negli ultimi anni, proponiamo di eliminare le incentivazioni rivolte a impianti inefficienti (perché di piccola taglia o perché afferenti a tecnologie non ancora mature). Proponiamo invece di sfruttare strumenti di stabilizzazione dei ricavi per impianti efficienti e ben localizzati, in quantità da determinare con apposito studio.

Questo tipo di strumenti riducono i rischi per l'investitore, e quindi i costi di finanziamento dei progetti. Un esempio a cui generalmente si ricorre sono i Contract for Difference (CfD). Tuttavia, questo tipo di contratti, nelle loro forme più semplici, introducono distorsioni al mercato elettrico che incentivano i produttori unicamente a massimizzare l'energia prodotta nell'anno, senza considerare necessariamente dove e quando l'energia viene prodotta. Esistono proposte alternative volte a superare le distorsioni degli attuali CfD, ripristinando il valore dei segnali di mercato. Queste proposte vanno approfondite in fase di policy making e il supporto alle FRNP deve rimanere a contatto con le dinamiche del mercato elettrico.

Infine, si propone di rivedere la legislazione vigente (ad esempio la "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili", D.M. 21/06/2024) in modo da ridurre le limitazioni esistenti per l'installazione di impianti di grossa taglia.

ARGOMENTAZIONI

1 Ha senso installare ancora rinnovabili?

In questa sezione vogliamo mostrare i motivi per cui aumentare la capacità rinnovabile installata ha senso, se fatto con giudizio.

1.1 Rinnovabili nel mix energetico

Dalla letteratura scientifica emerge in maniera chiara come una decarbonizzazione del sistema elettrico tramite uso esclusivo di FRNP non sia desiderabile - se proprio fattibile in primo luogo [1,2]. I motivi sono molteplici, ma fondamentalmente legati a due caratteristiche delle FRNP: intermittenza e bassa densità energetica. L'intermittenza costringerebbe un sistema basato solamente su FRNP ad avere impianti largamente sovradimensionati, sistemi di stoccaggio dell'energia molto costosi e ingenti spese di adeguamento della rete. La bassa densità energetica porterebbe ad un consumo di suolo e di materiali importante, con conseguenti emissioni non trascurabili legate alla produzione di FRNP e batterie e alle perdite di carbonio terrestre [3,4]. Un'altra esternalità potenzialmente negativa è legata alla riduzione delle ore di funzionamento, e quindi dell'economicità, di altre fonti tradizionali all'aumentare della penetrazione FRNP (termoelettrico, nucleare, etc.). Tutti questi aspetti problematici si acuiscono all'aumentare della penetrazione.

Allo stesso tempo, le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) hanno registrato una drastica riduzione dei costi negli ultimi 15 anni - che probabilmente continuerà [5,6] - diventando oggi tra le opzioni più economiche in termini di costo per unità di energia prodotta [7]. Grazie a questo andamento e al fatto che i costi di sistema associati restano contenuti finché la loro penetrazione non raggiunge livelli molto elevati [8], la maggior parte dei modelli di decarbonizzazione del sistema elettrico a costo ottimale prevede una quota significativa di FRNP, generalmente compresa tra il 30% e il 70% della produzione totale di elettricità [1,2,9,37]. Attualmente, la generazione da FRNP in Italia si attesta intorno al 20%.

1.2 Impatto delle rinnovabili su prezzi e sicurezza energetica

In Italia circa il 45% della produzione elettrica deriva dal gas [10]. Questo vuol dire che un aumento della produzione di elettricità da FRNP porta con sé due conseguenze nel breve-medio termine:

- 1) riduzione dei prezzi dell'elettricità sul mercato spot: i prezzi sul mercato dell'energia elettrica vengono determinati dal costo marginale del generatore più costoso che sta producendo ora per ora. Avendo le FRNP costo marginale 0, aumentarne la produzione vuol dire scalzare generatori dal costo marginale più alto - tipicamente impianti a gas - dall'ordine di merito. Benché questo meccanismo sia

piuttosto immediato, quantificare la potenziale riduzione dei prezzi non é banale. In uno studio dell'International Monetary Fund, viene riportato che un aumento dell'1% dello share di FRNP nel mix energetico porta ad una diminuzione dello 0.6% del prezzo elettrico all'ingrosso, diminuzione che diventa non-linearmente più significativa quando la penetrazione diventa più alta [34]. Si riporta anche una analisi su dati italiani [11]. Infine, a ulteriore supporto del ragionamento, proponiamo un grafico scatter prodotto internamente su dati più recenti a mostrare la correlazione negativa che esiste tra prezzo dell'elettricità sul mercato spot e penetrazione di generazione rinnovabile nel 2024-2025 (Figura 1).

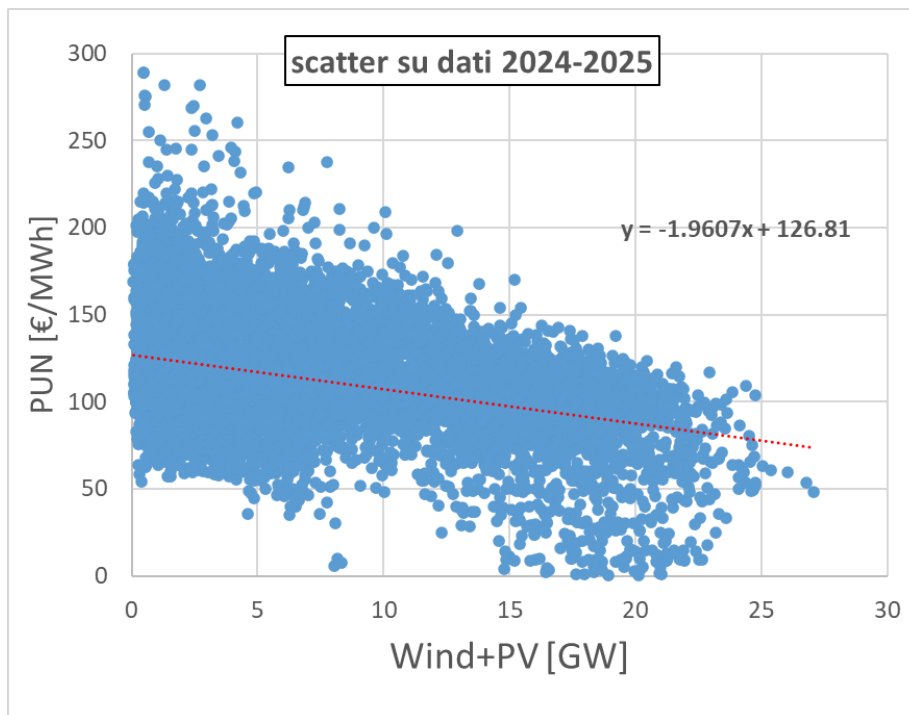


Figura 1: Scatter plot di dati orari di generazione rinnovabile da Eolico + Fotovoltaico vs prezzo PUN formatosi sul mercato day ahead (MGP) in Italia, su dati che vanno dal 01/01/2024 al 21/04/2025. Grafico prodotto internamente dai membri del sottogruppo Energia a partire da dati di generazione Terna [12] e dati GSE sui prezzi [13].

Va ricordato che questo di per sé non garantisce una maggiore economicità del sistema, specialmente se le FRNP vengono sussidiate e i sussidi vengono scaricati in bolletta. Lo scopo di questo paragrafo è evidenziare il fatto che un aumento di investimenti mirati su impianti efficienti e ben localizzati può portare alla riduzione dei costi energetici in Italia.

- 2) Maggiore indipendenza energetica: oggi, se produciamo 1 unità di elettricità da fotovoltaico, probabilmente sostituiamo 1 unità di elettricità che altrimenti sarebbe prodotta da centrali a gas. Considerando una efficienza del 45% per una centrale a gas, per generare 1 unità di elettricità servono circa 2,2 unità di gas. Quindi, ogni unità di elettricità da fotovoltaico prodotta consente di risparmiare più del doppio di unità di gas. Acquistare oggi pannelli fotovoltaici (dalla Cina) significa ridurre il consumo di gas (proveniente da paesi come Qatar, USA e Algeria) per i prossimi 25 anni, ogni anno. Il valore di 2.2 è chiaramente un upperbound, perché l'unità di fotovoltaico potrebbe a volte rimpiazzare l'import dalla Francia o altre fonti, ma l'effetto di sostituzione è chiaro. È importante tuttavia notare come questo non voglia dire che le FRNP possano sostituire il gas in toto, in quanto il gas viene usato significativamente anche per la produzione di calore (domestico e industriale) e l'effetto di sostituzione va a diminuire man mano che la penetrazione di FRNP aumenta.

2. Tutte le rinnovabili sono uguali?

In questa sezione si argomenta come non tutte le tecnologie rinnovabili abbiano la stessa attrattività economica. Argomentiamo che alcune di esse rappresentano una possibilità di produzione a basso costo e che ci sia ancora spazio (fisico ed economico) per ulteriori installazioni prima di raggiungere una condizione di saturazione.

2.1 Economicità del fotovoltaico

Di seguito si presenta una tabella in cui si stimano i costi CAPEX per la generazione di elettricità tramite diverse tecnologie, calcolati in questo modo:

- Costo CAPEX in \$/kW stimato confrontando le fonti citate in seguito
- Capacity Factor (percentuale di energia prodotta mediamente dalla potenza installata)
- Capacity necessaria [GW] per generare 10 TWh/anno: calcolato a partire dal capacity factor. Il valore di 10 TWh/anno è arbitrario.
- Costo di installazione [Billion \$] per generare 10 TWh/anno: calcolato come prodotto del Costo unitario per la capacità necessaria. Il valore di 10 TWh/anno è arbitrario.

Sono state inserite righe aggiuntive per il solare Utility scale a diversi livelli di curtailment, e per queste il Capacity Factor è stato ridotto tenendo conto della percentuale attesa di curtailment.

Table 1: stima dei costi di installazione per diverse tecnologie per kW (seconda colonna) e a parità di producibilità (ultima colonna). Le fonti sono in Appendice.

Tecnologia	Costo Installazione [\$ /kW]	Capacity Factor	Capacity necessaria [GW] per generare 10 TWh/anno	Costo di installazione [Miliardi \$] per generare 10 TWh/anno
PV Utility	758	0.16	7.13	5.4
PV Utility 5% curtail	758	0.152	7.51	5.7
PV Utility 10% curtail	758	0.144	7.93	6.0
PV Utility 20% curtail	758	0.128	8.92	6.8
Wind onshore	1500	0.25	4.57	6.8
PV Utility 30% curtail	758	0.112	10.19	7.7
Nuclear	7500	0.92	1.24	9.3
PV Residenziale	1450	0.13	8.78	12.7

Il solare utility scale rappresenta ad oggi la fonte di produzione di energia elettrica a minor costo di installazione (Table 1 e relative fonti).

Si evidenzia che il costo del solare residenziale risulta essere più del doppio di quello utility scale a parità di energia prodotta (lo stesso rapporto vale anche utilizzando fonti diverse da IRENA).

Uno degli aspetti negativi della fonte solare risiede nel fatto che la produzione energetica è concentrata nelle ore centrali del giorno e nei mesi primaverili ed estivi. Questo implica che, una volta raggiunte elevate penetrazioni nel mix energetico, il valore marginale di aggiungere un ulteriore impianto solare va diminuendo. Nelle ore centrali del giorno del periodo primaverile (caratterizzato da bassi consumi elettrici e alta produzione rinnovabile) il valore dell'energia può arrivare ad essere negativo. In queste circostanze solitamente si applica un curtailment (riduzione volontaria della produzione) di una certa parte dell'energia in eccesso.

Nonostante le limitazioni, il basso costo della tecnologia è tale per cui esiste una certa percentuale di penetrazione della fonte che porta un beneficio economico in una rete ottimizzata.

Questi dati da soli non sono sufficienti a determinare una penetrazione ottimale relativa delle varie fonti, nel gruppo tematico energia è in corso uno studio per provare ad ottenere una stima indipendente per la penetrazione delle diverse tecnologie di generazione/accumulo.

Qui ci limitiamo a mostrare, tramite ragionamenti semplificati, che attualmente in Italia ci troviamo lontani da una condizione di saturazione. Nella tabella si mostra come, anche con livelli elevati di curtailment (fino al 30% dell'energia generata), il solare fotovoltaico continui a costituire una soluzione competitiva economicamente.

Per confronto consideriamo alcuni livelli di curtailment attuali e potenziali futuri:

- Oggi: l'attuale livello di curtailment della fonte eolica in Italia è stato di 292 GWh [21] nel 2022 a fronte di una produzione di 23.6 TWh, quindi intorno all'1% (si fa riferimento alla mancata produzione eolica perché su questa è più facile reperire dati ufficiali. In Italia il curtailment eolico è notevolmente più frequente di quello fotovoltaico, per cui si può dire che la percentuale di curtailment di FV+Eolico sia sicuramente inferiore all'1%).

- Scenario Terna 2040 [22]: Circa il 5.5% (per Solare+Eolico) nello scenario Terna 2040 a massima decarbonizzazione (in cui l'installato totale di Eolico+Solare si attesta a 170.1 GW)
- Scenario GE 2050 [23]: Circa il 22% (per il Solare) nello scenario 2050 Renewable Ambition (in cui l'installato totale di Eolico+Solare è circa 250 GW).

Gli scenari citati non sono mostrati in quanto considerati auspicabili, ma solo come riferimento per livelli di curtailment plausibili in condizioni di decarbonizzazione spinta.

2.2 Ruolo della fonte Eolica

Per quanto riguarda la fonte eolica, dalla Tabella 1 si evince che i costi di generazione in Italia sono più alti rispetto alla fonte Fotovoltaica. La presenza di una certa percentuale di Eolico nel mix energetico può comunque essere utile in quanto una combinazione delle due fonti comporta una migliore copertura del fabbisogno energetico ora per ora (quando non c'è sole potrebbe esserci vento, e viceversa).

Si rimanda ai futuri studi sul mix energetico per l'analisi su una penetrazione ottimale.

Tuttavia si può già sottolineare che la producibilità (e dunque l'economicità) di un impianto eolico è fortemente dipendente dalla localizzazione. Sebbene in Italia il capacity factor sia mediamente basso, non è da escludere che possano essere installati nuovi impianti con capacity factor più elevati della media. A questo fine, è importante che le politiche di incentivazione favoriscano unicamente lo sviluppo di nuovi impianti ad alta producibilità. Questo è possibile eliminando del tutto gli incentivi, oppure introducendo incentivi legati alla generazione pensati in modo da rendere sostenibili economicamente solo impianti con capacity factor elevati.

3. Che ruolo ha lo Stato?

La maggior parte degli investimenti relativi alla decarbonizzazione del settore energetico dovranno venire da fonti private [28]. Secondo una logica di mercato, il raggiungimento della parità economica in termini di LCOE delle rinnovabili rispetto alle fonti fossili dovrebbe portare a maggiori investimenti nelle prime rispetto alle ultime. Questa logica ha portato molti Paesi a rimuovere varie misure di incentivazione delle rinnovabili in quanto non più ritenute necessarie.

Diversi esperti hanno però indicato come la convenienza economica non sia condizione sufficiente per attirare investimenti che incrementino velocemente l'installazione di rinnovabili [29]. Infatti, una misura fondamentale considerata dagli investitori non è solo il rendimento di un investimento ma anche il suo rischio. Laddove il rischio dell'investimento sia percepito troppo alto, gli investitori privati non procederanno con l'investimento.

Un importante elemento delle misure di supporto alle rinnovabili non è il loro incentivo economico - ad esempio garantendo un prezzo più alto rispetto a quello del mercato - ma la loro capacità di ridurre il rischio dell'investimento [29]. Pertanto meccanismi che non incentivano economicamente le rinnovabili ma forniscono de-risking dell'investimento sono utili ad attrarre investitori senza comportare spese sostanziali per lo Stato.

3.1 Quali misure prendere?

Gli investimenti nelle energie rinnovabili sono capital-intensive (pertanto richiedono molto capitale upfront). Tali investimenti sono soggetti a molti rischi (politici, di mercato) che limitano la loro bankability (i.e., talvolta sono sopra il tasso di tollerazione di rischio delle banche commerciali). Per ridurre questi rischi, e quindi i costi di finanziamento dei progetti, tipicamente si può ricorrere a Contract for Difference (CfD). Questi contratti, una volta concordato un prezzo (strike price), garantiscono all'operatore di ricevere quella somma a prescindere dal prezzo di mercato dell'elettricità. A beneficio del consumatore, essi forniscono un hedge contro prezzi dell'elettricità alti. Tuttavia, questo tipo di contratti non fornisce segnali di mercato agli operatori, che per questo non hanno alcun incentivo a produrre quando il prezzo dell'elettricità è alto (e quindi ha valore maggiore) e a programmare la manutenzione quando i prezzi sono bassi. Inoltre, i CfD coprono il rischio legato ai prezzi, ma non quello legato ai volumi di elettricità prodotta (che può variare a seconda del meteo annuale). Esistono proposte alternative volte a superare le distorsioni degli attuali CfD, ripristinando il valore dei segnali di mercato, ad esempio quella esposta in [33]. Queste proposte vanno approfondite in fase di policy making e il supporto alle FRNP deve rimanere a contatto con le dinamiche del mercato elettrico.

CONTRO-ARGOMENTAZIONI

Controargomentazione 1

Gli studi che effettuano ottimizzazioni dei costi sui sistemi decarbonizzati sono inaffidabili, in quanto non considerano i costi nascosti della transizione e le esternalità negative delle rinnovabili (necessità di accumuli, necessità di sussidiare impianti a gas per rimanere in vita, necessità di estensioni della rete e di elementi stabilizzanti)

Risposta: tipicamente nei modelli di ottimizzazione del sistema elettrico vengono considerati i costi di backup (centrali a gas o batterie) che incorrono all'aumentare della quota di rinnovabili. I costi di trasmissione vengono considerati in modelli discretizzati geograficamente e non in modelli di tipo copper plate. Tuttavia, i costi per garantire la stabilità e l'affidabilità della rete (come inverter grid-forming, inerzia sintetica o servizi ausiliari) sono quasi sempre esclusi. In questo, quindi, il costo delle FRNP per il sistema viene parzialmente sottostimato. Secondo la migliore conoscenza degli autori, non esistono studi che quantifichino in modo comprensivo questi costi. Come ordine di grandezza si riporta che Terna prevede di investire 2.3 mld€ su interventi legati alla stabilità di rete (ma non esclusivamente) per il periodo 2024-2028 [35].

Controargomentazione 2

Curtailment: se installiamo ancora rinnovabili finiremo per buttare via moltissima energia perché producono tutte in contemporanea; questo già succede oggi, quindi aggiungere ancora impianti è uno spreco.

Risposta: come già descritto nel paragrafo su costi, la fonte solare può risultare competitiva anche se una parte dell'energia viene sprecata, inoltre ad oggi in Italia siamo lontani da una condizione di elevata saturazione delle rinnovabili.

I livelli di curtailment raggiunti in scenari ad alta penetrazione FRNP vengono spesso percepiti come uno spreco, ma in verità possono far parte di una scelta razionale in un contesto in cui l'installazione di impianti solari ha un costo molto inferiore a quello dei sistemi di accumulo, e un valore marginale che tende a zero in alcune ore dell'anno [24]. Il sovradimensionamento delle fonti rinnovabili a basso costo porta al curtailment in alcuni momenti dell'anno, ma garantisce una maggiore copertura della baseline nei periodi a minore produzione.

Controargomentazione 3

Il solare è una fonte a scarsa densità energetica e dunque necessita di grandi superfici. L'Italia è molto antropizzata e ha dei vincoli paesaggistici, non è un paese adatto alle rinnovabili.

Risposta: si riportano alcune fonti per valutare quantitativamente questa problematica:

Uno studio di McKinsey [25] evidenzia un potenziale problema di competizione nell'acquisizione dei terreni ad oggi considerati "idonei" secondo le limitazioni vigenti ("Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili", D.M. 21/06/2024).

Uno studio sulle aree agricole in stato di abbandono in Toscana [26] dimostra che estendendo ad aree di questo tipo il potenziale è molto maggiore.

Uno studio che investiga il massimo potenziale per impianti agri-voltaici¹ [27] mostra come basterebbe sfruttare una percentuale vicina all'1% delle aree agricole per raggiungere target energetici ambiziosi.

In altre parole, rilassando alcuni vincoli, sarebbe possibile installare grandi quantità di fotovoltaico senza incorrere in limiti spaziali.

[1] Si cita questo studio non per suggerire una spinta verso impianti agri-voltaici, che potrebbero risultare più costosi, ma come benchmark per il massimo potenziale di territorio, che potrebbe essere sfruttato anche con impianti non agri-voltaici.

CONCLUSIONE

Le FRNP possono costituire uno strumento utile ed economico per raggiungere gli obiettivi strategici di decarbonizzazione, indipendenza energetica e riduzione dei costi energetici nel breve-medio periodo. La legislazione vigente va rivista in modo da favorire interventi dello Stato più cost-effective (per evitare ulteriori sprechi di denaro pubblico) e che mirino alla transizione energetica in modo più efficiente.

MINISTERI DI RIFERIMENTO

MASE

BUDGET

Si ritiene che le misure proposte siano a costo nullo o negativo. Le proposte vanno nella direzione di ridurre gli incentivi già esistenti in modo da favorire un maggior sviluppo a mercato delle FRNP. Si ambisce a introdurre nuovi strumenti che siano a costo nullo per il contribuente. Eventuali costi (legati all'imprevedibilità dei prezzi dell'energia, e quindi all'incertezza legata all'allocatione del budget per queste misure) sarebbero comunque da considerarsi in sostituzione di misure già esistenti, la cui entità andrà valutata precisamente nell'anno di adozione delle nuove misure. Per quantificare - in maniera non esaustiva - il budget impegnato ad oggi per queste misure si evidenziano le misure FER-2, che ha un costo di 1.85 mld€/anno (totale di 35.3 mld€) e FER-X (490 mln€/anno, per un totale di 9.7 mld€). A questo andrebbero aggiunti i costi legati a detrazioni fiscali per impianti di piccola taglia e incentivi alle comunità energetiche.

Appendice

A. Assunzioni Tabella 1

Si riportano di seguito le fonti utilizzate per valorizzare le colonne dei costi e del CF in tabella 1:

- PV Utility Scale: costo e capacity factor dal report IRENA [11].
Per i costi del PV si fa notare la variabilità delle fonti. NREL riporta costi più elevati (1610 \$/kW nel 2023 [18]), mentre Statista [19] riporta in Italia costi anche più bassi (600 € /kW nel 2023). Il dato IRENA rappresenta una media globale mentre quello NREL è riferito agli USA. Qui si usa il dato IRENA.
- Wind onshore: costo IRENA [14], Capacity factor stimato come media fra i valori IRENA e un valore calcolato sulla base dei dati di consuntivo Terna [15]. Il valore risulta più basso di quello IRENA vista la scarsità della fonte eolica in Italia.
- Nuclear: costo [16] (stima condivisa all'interno del gruppo tematico energia considerando anche diversi altri studi). Capacity Factor [17]. Questo valore è ovviamente soggetto a variabilità in base al mix energetico del paese di riferimento. Si prende a riferimento questo valore come auspicabile.

PV Residenziale: costo Statista [20], Capacity Factor valore stimato a partire da consuntivi e installati Terna [15]

FONTI E RIFERIMENTI

- [1] Nestor A. Sepulveda, Jesse D. Jenkins, Fernando J. de Sisternes, Richard K. Lester, The Role of Firm Low-Carbon Electricity Resources in Deep Decarbonization of Power Generation, *Joule*, Volume 2, Issue 11, 2018, Pages 2403-2420, ISSN 2542-4351, <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.08.006>.
- [2] Bas van Zuijlen, William Zappa, Wim Turkenburg, Gerard van der Schrier, Machteld van den Broek, Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future, *Applied Energy*, Volume 253, 2019, 113587, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113587>.
- [3] Tanveer Hassan Mehedi, Eskinder Gemechu, Amit Kumar, Life cycle greenhouse gas emissions and energy footprints of utility-scale solar energy systems, *Applied Energy*, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118918>.
- [4] van de Ven, DJ., Capellan-Peréz, I., Arto, I. *et al.* The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Sci Rep* 11, 2907 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5> Volume 314, 2022, 118918, ISSN 0306-2619,
- [5] Way, R., Ives, M. C., Mealy, P., & Farmer, J. D. (2022). Empirically grounded technology forecasts and the energy transition. *Joule*, 6(9), 2057–2082. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.08.009>
- [6] BloombergNEF. (2024, April 24). *Global cost of renewables to continue falling in 2025 as China extends manufacturing lead*. BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/>
- [7] International Energy Agency (IEA). *Levelised Cost of Electricity Calculator*. IEA, 2024. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>
- [8] Heptonstall, P.J., Gross, R.J.K. A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids. *Nat Energy* 6, 72–83 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41560-020-00695-4>

- [9] International Energy Agency (IEA). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. IEA, Paris, 2021. ISBN: 978-92-64-82464-0. Available at: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [10] Ember (2024). *Italy*. Retrieved from <https://ember-climate.org/countries-and-regions/italy/>
- [11] *The impact of renewable sources on Italian electricity reference price*. Available at: <https://www.pricepedia.it/en/magazine/article/2024/11/11/the-impact-of-renewable-sources-on-the-italian-pun/>
- [12] <https://dati.terna.it/generazione#generazione-rinnovabile>
- [13] <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricità/MGP/Esiti/PUN>
- [14] IRENA. *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023*. available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- [15] <https://dati.terna.it/download-center#/produzione/energia-elettrica-fonte>
- [16] Princeton University. *Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts*. Available at: https://netzeroamerica.princeton.edu/img/Princeton_NZA_Interim_Report_15_Dec_2020_FINAL.pdf
- [17] <https://www.statista.com/statistics/191201/capacity-factor-of-nuclear-power-plants-in-the-u-s-since-1975/>
- [18] https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_pv
- [19] <https://www.statista.com/statistics/828710/trend-of-ground-mounted-pv-systems-costs-in-italy/>
- [20] <https://www.statista.com/statistics/828673/trend-of-residential-pv-systems-costs-in-italy/>

[21]

[https://download.terna.it/terna/Terna Piano Sviluppo 2023 Stato Sistema Elettrico 8db254887149b77.pdf](https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Stato_Sistema_Elettrico_8db254887149b77.pdf)

[22]

[https://download.terna.it/terna/Documento Descrizione Scenari 2024_8dce2430d44d101.pdf](https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2024_8dce2430d44d101.pdf)

[23] GE Vernova, Navigating the Energy Transition: PATHWAYS TO NET ZERO IN ITALY, Available at:

[https://www.gevernova.com/content/dam/Energy Consulting/global/en_US/pdfs/GEA35663-Whitepaper-GEV-Italy-Energy-Transition.pdf](https://www.gevernova.com/content/dam/Energy_Consulting/global/en_US/pdfs/GEA35663-Whitepaper-GEV-Italy-Energy-Transition.pdf)

[24] Achieving 100% renewables: supply-shaping through curtailment. Available At:

<https://research.asrc.albany.edu/people/faculty/perez/2019/PVTECH.pdf>

[25] Land: A crucial resource for the energy transition. Available at:

<https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/land-a-crucial-resource-for-the-energy-transition#/>

[26] G. Ronchetti, M. Aiello, Potential of Abandoned Agricultural Lands for New Photovoltaic Installations. Available at: <https://www.mdpi.com/2071-1050/17/2/694>

[27] G.Fatturoso et. al, A Spatial Multicriteria Analysis for a Regional Assessment of Eligible Areas for Sustainable Agrivoltaic Systems in Italy. Available at:
https://www.researchgate.net/publication/377605770_A_Spatial_Multicriteria_Analysis_for_a_Regional_Assessment_of_Eligible_Areas_for_Sustainable_Agrivoltaic_Systems_in_Italy

[28] Ameli, N., Dessens, O., Winning, M. *et al.* Higher cost of finance exacerbates a climate investment trap in developing economies. *Nat Commun* 12, 4046 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41467-021-24305-3>

[29] The Price is Wrong: Why Capitalism Won't Save the Planet, Brett Christophers, Verso Books, 2024

[30] Nerlich et al., 2025. Investing in Europe's green future Green investment needs, outlook and obstacles to funding the gap. ECB Occasional Paper No. 2025/367,

http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.5088767XcH82HJ2cr4Sa4BNFgVZBSddBLbTIUu6-uS7q0_t

[31] [WRI How to de-risk low carbon investments](#)

[32] [ARERA ANALISI DEGLI STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI IN TERMINI DI EFFETTI SULLA COLLETTIVITÀ - ANNO 2023](#)

[33] Ingmar Schlecht, Christoph Maurer, Lion Hirth, "Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them," *Energy Policy*, Volume 186, March 2024, Article 113981, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981>

[34] Cevik, S., & Ninomiya, K. (2022). *Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe* (IMF Working Paper No. 22/220). International Monetary Fund. <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WP/2022/English/wpia2022220-print-pdf.ashx>

[35] Terna. (2025). *Aggiornamento del Piano Industriale 2024–2028 – Risultati al 31 dicembre* 2024. https://download.terna.it/terna/Terna_aggiornamento_Piano_Industriale_2024_2028_risultati_31_dicembre_2024_8dd6bb8c6ba94c6.pdf

[36] <https://www.rivistaenergia.it/2025/01/fer2-ferx-vademecum-aste-rinnovabili/>

[37] https://www.gevernova.com/content/dam/Energy_Consulting/global/en_US/pdfs/GEA35663-Whitepaper-GEV-Italy-Energy-Transition.pdf