



BANCA D'ITALIA  
EUROSISTEMA

# Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

## Il recente sviluppo delle energie rinnovabili in Italia

di Matteo Alpino, Luca Brugnara, Maria Giulia Cassinis, Luca Citino,  
Francesco David, Annalisa Frigo, Giulio Papini, Pasquale Recchia e Luca Sessa

Febbraio 2025

Numero

908





BANCA D'ITALIA  
EUROSISTEMA

# Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

Il recente sviluppo delle energie rinnovabili in Italia

di Matteo Alpino, Luca Brugnara, Maria Giulia Cassinis, Luca Citino,  
Francesco David, Annalisa Frigo, Giulio Papini, Pasquale Recchia e Luca Sessa

Numero 908 – Febbraio 2025

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

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

*La serie è disponibile online sul sito [www.bancaditalia.it](http://www.bancaditalia.it).*

# IL RECENTE SVILUPPO DELLE ENERGIE RINNOVABILI IN ITALIA

di Matteo Alpino\*, Luca Brugnara\*, Maria Giulia Cassinis\*, Luca Citino\*,  
Francesco David\*, Annalisa Frigo\*, Giulio Papini\*, Pasquale Recchia\* e Luca Sessa\*

## Sommario

Gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione sottoscritti in sede europea richiedono una crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) nel mix energetico nazionale. Nel settore elettrico l'Italia intende raggiungere entro il 2030 una copertura di oltre il 63 per cento dei consumi attraverso produzioni FER. La recente accelerazione delle installazioni di impianti a fonti rinnovabili risulta ancora insufficiente a raggiungere quanto stabilito. In prospettiva, l'incremento delle FER e la potenziale maggiore concentrazione nel Mezzogiorno di impianti di grandi dimensioni potrebbero accrescere i problemi di congestione della rete di trasmissione nazionale, richiedendo investimenti infrastrutturali aggiuntivi rispetto a quanto pianificato in precedenza.

**Classificazione JEL:** Q2, Q4.

**Parole chiave:** energie rinnovabili, transizione energetica.

**DOI:** 10.32057/0.QEF.2025.908

---

\* Banca d'Italia.





## Introduzione<sup>1</sup>

I consumi energetici rappresentano la principale fonte di emissioni di gas a effetto serra, essendo responsabili, ai dati del 2022, di circa l'82 per cento delle emissioni complessive in Italia<sup>2</sup>. Di queste quasi un quarto è riconducibile alle industrie energetiche (principalmente produzione di elettricità e calore e raffinazione di prodotti petroliferi), il 13 per cento al resto dell'industria, il 27 ai trasporti, il 18 ad altri settori incluso quello residenziale. La transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, e in particolare la decarbonizzazione del settore elettrico, è strettamente legata all'aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER), come il solare e l'eolico, i cui costi di generazione<sup>3</sup> sono diminuiti in maniera consistente negli ultimi anni.

Per contrastare il cambiamento climatico, l'Unione europea ha fissato obiettivi ambiziosi in termini di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra: entro il 2030 si prevede una diminuzione del 55 per cento rispetto al livello del 1990, entro il 2050 il raggiungimento della cosiddetta neutralità carbonica (emissioni nette pari a zero). Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) recepisce gli obiettivi comunitari e li adatta al contesto nazionale. Secondo l'aggiornamento del luglio 2024, entro il 2030 la produzione di energia da FER dovrà coprire il 39,4 per cento dei consumi finali lordi di energia (la quota era pari al 19,2 per cento nel 2022) e il 63,4 per cento dei consumi finali lordi di elettricità (37,1 nel 2022). Per raggiungere questi obiettivi il PNIEC prevede un aumento della capacità di produzione di elettricità da fonte solare fino a 79,2 gigawatt (GW; dai 25,1 del 2022) e dall'eolico fino a 28,1 GW (rispetto agli 11,8 del 2022); il contributo derivante dall'incremento di altre FER (e.g. idroelettrico, bioenergie, geotermoelettrico) sarebbe marginale.

Il presente lavoro analizza lo sviluppo delle FER elettriche in Italia, con particolare riferimento all'evoluzione della capacità installata da fonte eolica e solare negli ultimi anni e alla distanza rispetto agli obiettivi stabiliti dal PNIEC (paragrafo 1). Oltre a un focus sulle aziende dotate di autoproduzione FER, vengono fornite informazioni sulla localizzazione degli impianti e su quali fattori la influenzano (paragrafo 2). In un'ottica più prospettica si esaminano le richieste di connessione per nuovi impianti (paragrafo 3), fondamentali per comprendere la potenziale evoluzione del settore nel medio e nel lungo termine; si presentano infine alcune riflessioni sulle sfide per la rete elettrica connesse con l'aumento della quota di rinnovabili nel mix energetico nazionale (paragrafo 4).

L'analisi mostra un'accelerazione delle installazioni di impianti FER a partire dal 2022, soprattutto legata al solare, che risulta tuttavia ancora insufficiente a raggiungere gli obiettivi del PNIEC. La crescita degli impianti fotovoltaici è stata diffusa tra le regioni e ha interessato anche gli impianti di autoproduzione per finalità residenziali o industriali e commerciali. Nei comparti ad alta intensità energetica, le imprese con capacità di autoproduzione di energia elettrica hanno registrato un minor calo della redditività durante la recente crisi energetica rispetto alla media delle altre imprese. Dall'analisi della distribuzione spaziale degli impianti

---

<sup>1</sup> Si ringraziano Maura Francese e Francesca Lotti per gli utili commenti, Goffredo Decimi (RSE) per la fornitura dei dati sull'irradianza solare.

<sup>2</sup> Cfr. *Le emissioni di gas serra in Italia. Obiettivi di riduzione al 2030*. Rapporto Ispra 399/2024. L'incidenza è superiore di pochi punti percentuali rispetto al corrispondente dato nel complesso dell'Unione Europea. Il resto delle emissioni proviene, in quote tra loro simili, da agricoltura e allevamento, processi industriali e gestione dei rifiuti.

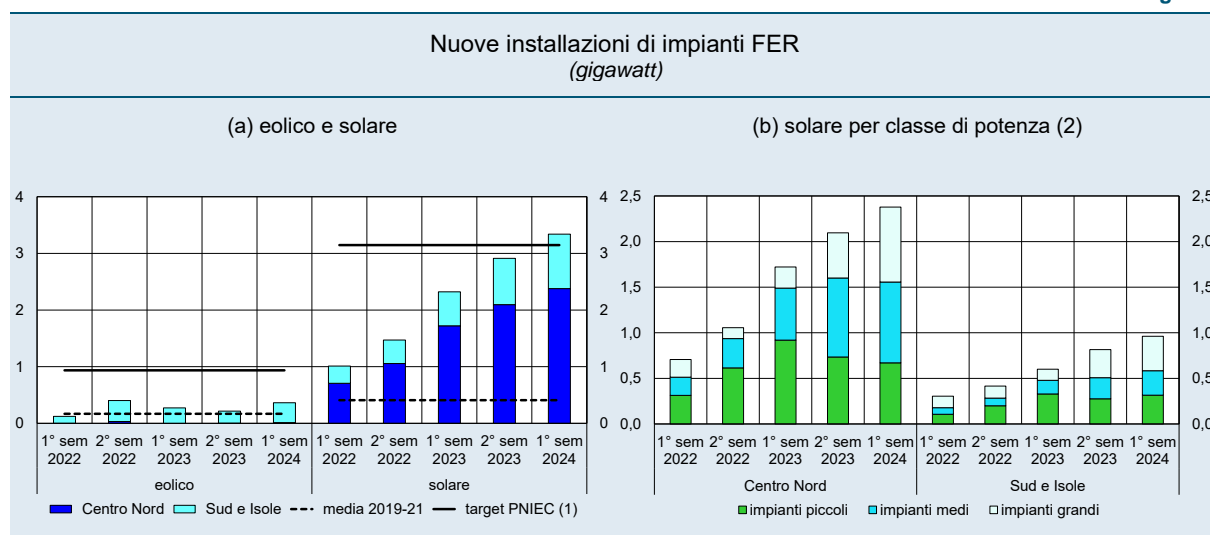
<sup>3</sup> Ci si riferisce al *levelized cost of electricity* (LCOE), ovvero il valore attuale netto del costo unitario dell'energia elettrica nel corso della durata di un bene generatore.





Nonostante la crescita sostenuta del fotovoltaico, nella prima metà del 2024 l'aumento della capacità rinnovabile complessiva è stato ancora inferiore, di circa un decimo, rispetto a quello che si stima essere necessario per il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNIEC<sup>5</sup>, a causa delle contenute installazioni di impianti eolici. Per quanto riguarda le installazioni fotovoltaiche, nel primo semestre del 2024 si è raggiunto un livello in linea con quello richiesto che sarà necessario incrementare ulteriormente per recuperare il ritardo accumulatosi nei due anni precedenti.

Figura 2



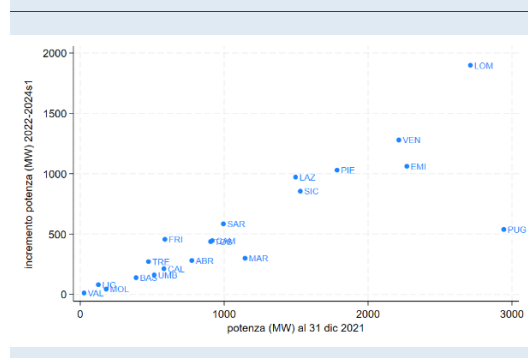
Fonte: Terna, *Gestione anagrafica unica degli impianti (GAUDI)*.

(1) Capacità aggiuntiva semestrale media da installare tra il 2022 e il 2030 al fine di raggiungere gli obiettivi del *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima* (PNIEC). – (2) Gli impianti sono classificati in grandi (con potenza superiore a 1 megawatt), medi (con potenza compresa tra 20 kilowatt e 1 megawatt) e piccoli (potenza inferiore a 20 kilowatt).

Negli anni recenti, alla crescita della capacità di generazione potrebbero aver contribuito gli alti prezzi dell'elettricità (fornendo un incentivo all'investimento), i provvedimenti di semplificazione del processo autorizzativo alla costruzione di nuovi impianti FER<sup>6</sup> e gli incentivi fiscali per l'efficientamento energetico degli edifici<sup>7</sup>. Nel solare l'aumento della

Figura 3

Nuove installazioni di fotovoltaico per regione (1)  
(megawatt)



Fonte: Terna, *Gestione anagrafica unica degli impianti (GAUDI)*.

(1) Il grafico riporta sull'asse delle ascisse le consistenze alla fine del 2021 e sull'asse delle ordinate l'incremento delle consistenze registrato tra la fine del 2021 e il primo semestre del 2024.

potenza installata ha interessato sia gli impianti di grandi dimensioni sia quelli di piccola e media taglia (fig. 2.b), utilizzati da famiglie e imprese con finalità di autoproduzione (cfr. il riquadro: *Le imprese dotate di autoproduzione FER*).

Gli impianti di maggiori dimensioni (con potenza superiore a 1 megawatt), che alla fine di giugno del 2024 rappresentavano poco meno di un quarto della capacità totale, hanno una maggiore incidenza al Sud (fig. a1), sebbene nell'ultimo anno siano cresciuti in misura maggiore al Centro Nord.

Tra il 2022 e la prima metà del 2024, la crescita del fotovoltaico tra le regioni italiane è stata sostanzialmente proporzionale alla capacità

<sup>5</sup> In base al recente aggiornamento del PNIEC, entro il 2030 sarà necessario installare circa 70 gigawatt di capacità aggiuntiva da fonti rinnovabili (rispetto a quella esistente a fine 2022), di cui 54 da fotovoltaico.

<sup>6</sup> Cfr. Daniele et al. (2022).

<sup>7</sup> Cfr. Stagnaro e Villa (2023).

esistente a inizio periodo ad eccezione che in Puglia (prima regione per capacità a quella data), dove l'incremento relativo è stato il più basso tra le regioni (fig. 3).

Nell'eolico la dimensione media degli impianti è nettamente superiore rispetto al solare (tav. a.1) e la capacità è quasi interamente concentrata in quelli con potenza superiore a 1 megawatt.

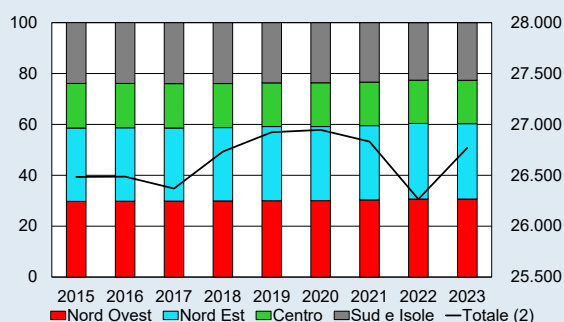
## LE IMPRESE DOTATE DI AUTOPRODUZIONE FER

In Italia dal 2008 è presente un sistema di incentivazione dell'elettricità da FER, composto da diversi meccanismi che si sono alternati nel tempo<sup>1</sup>. I dati del Gestore Servizi Energetici (GSE) uniti ai dati di bilancio di fonte Cerved permettono di individuare le aziende che hanno ottenuto tali incentivi pubblici<sup>2</sup> per la produzione di energia da FER. L'ottenimento di uno di questi incentivi può essere considerato una *proxy* per individuare le aziende dotate di autoproduzione FER. Escludendo dall'analisi le imprese che operano nel settore della produzione dell'energia elettrica (Ateco 35), nel periodo 2015-23 le imprese beneficiarie sono state in media 26.645, distribuite con quote pari al 30 per cento nel Nord Ovest e nel Nord Est, al 17 per cento nel Centro e 23 nel Sud e Isole (figura A, pannello a). Nel corso del periodo la quota di imprese beneficiarie localizzate nelle regioni del Nord è aumentata di quasi 2 punti percentuali.

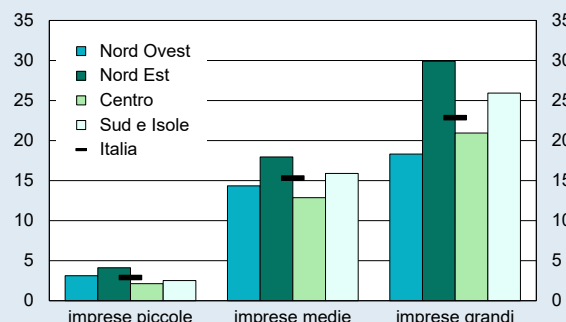
Figura A

### Caratteristiche delle imprese beneficiarie (1)

(a) evoluzione nel tempo del numero di imprese beneficiarie (quote percentuali e unità)



(b) distribuzione delle imprese beneficiarie per dimensione e area (3) (quote percentuali, anno 2022)



Fonte: elaborazioni su dati Cerved e Gestore dei servizi energetici (GSE).

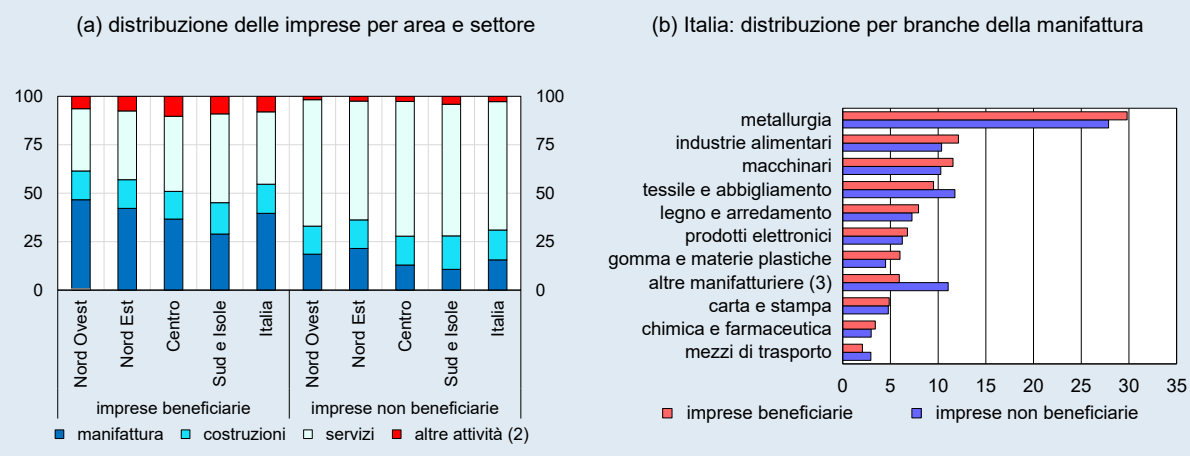
(1) Dati riferiti ai bilanci dell'esercizio 2022 presenti nella base dati di Cerved. Le imprese beneficiarie sono quelle che, nel periodo 2014-2022, hanno ricevuto da parte del GSE un incentivo per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Sono escluse le imprese del settore "Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata" (divisione Ateco 35) e le attività finanziarie e assicurative (Ateco 64-66). - (2) Imprese beneficiarie, asse di destra: l'anno 2023 riporta le imprese presenti in Cerved nel 2022 che hanno ricevuto incentivi GSE nel 2023- (3) La dimensione di impresa è individuata sulla base del fatturato: le imprese piccole hanno un fatturato fino a 10 milioni di euro, quelle medie hanno un fatturato oltre 10 e fino a 50 milioni e quelle grandi hanno un fatturato oltre 50 milioni di euro.

Nel 2022, ultimo anno per cui sono disponibili i dati di bilancio, le imprese italiane dotate di autoproduzione FER risultavano mediamente più grandi in termini di attivo, fatturato e addetti (tav. a.2) e avevano una produttività del lavoro superiore del 31 per cento rispetto alle non beneficiarie. La quota di imprese energivore<sup>3</sup> era nettamente superiore tra le imprese beneficiarie. Anche la distribuzione per classe dimensionale indicava che le imprese di maggiori dimensioni fanno uso più ampio degli incentivi per l'autoproduzione da

FER: il 22,9 per cento delle imprese italiane con fatturato superiore a 50 milioni aveva ricevuto incentivi GSE. Tale percentuale era più elevata al Nord Est e nel Mezzogiorno, rispettivamente di 7 e 4 punti percentuali circa (figura A, pannello b).

Figura B

Caratteristiche settoriali delle imprese beneficiarie (1)  
(quote percentuali, anno 2022)



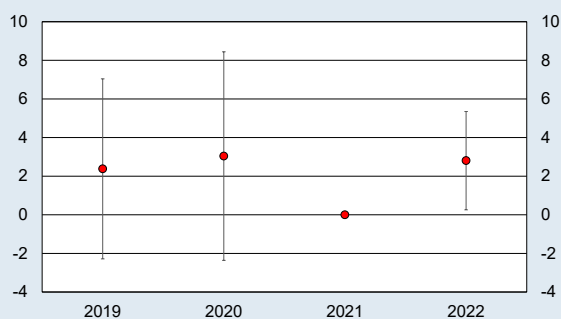
Fonte: elaborazioni su dati Cerved e Gestore dei servizi energetici (GSE);

(1) Dati riferiti ai bilanci dell'esercizio 2022 presenti nella base dati di Cerved. Le imprese beneficiarie sono quelle che, nel periodo 2014-2022, hanno ricevuto da parte del GSE un incentivo per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Sono escluse le imprese del settore "Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata" (divisione Ateco 35) e le attività finanziarie e assicurative (Ateco 64-66). – (2) Comprende le imprese del settore primario, di quello estrattivo e quelle attive nella fornitura di acqua, gestioni di reti fognarie, attività di gestione dei rifiuti e risanamento. – (3) Comprende imprese specializzate nella riparazione, manutenzione ed installazione di macchine ed apparecchiature; nella fabbricazione di gioielleria e bigiotteria, articoli sportivi, strumenti musicali, giochi e giocattoli, strumenti e forniture mediche e dentistiche.

Tra le imprese beneficiarie degli incentivi, la quota di quelle manifatturiere era nettamente superiore (40 per cento contro 16 tra le non beneficiarie); con valori particolarmente elevati al Nord (figura B, pannello a). Tra le imprese operanti nella manifattura, la propensione alla produzione di energia rinnovabile risultava più alta nella metallurgia, nella produzione di macchinari, nelle industrie alimentari e in quelle della gomma e della plastica (figura B, pannello b).

Utilizzando dati sulle singole imprese operanti nei settori a più alta intensità energetica – la cui profittabilità è maggiormente esposta alla volatilità dei prezzi energetici e al processo di decarbonizzazione europeo<sup>4</sup> – nostre elaborazioni mostrano che nel 2022 le imprese beneficiarie hanno registrato una migliore dinamica della redditività rispetto alle non beneficiarie (figura C). Ciò suggerisce che la disponibilità di elettricità autoprodotta potrebbe aver contenuto l'esposizione di queste imprese alla recente crisi energetica.

Redditività delle imprese beneficiarie rispetto alle non beneficiarie nella crisi energetica (1)  
(differenze sul 2021, punti percentuali)



Fonte: elaborazioni su dati Cerved e Gestore dei servizi energetici (GSE); (1) In rosso la stima dei coefficienti  $\beta_t$  con intervallo di confidenza al 90 per cento del modello:

$$\frac{Mol}{Attivo}_{i,t} = \alpha + \sum_{t \in \{2019, 2020, 2022\}} \beta_t * I(\text{anno} = t) * I(\text{beneficiarie GSE} = 1) + \sum_{t \in \{2019, 2020, 2022\}} \delta_t * I(\text{anno} = t) + \gamma_i + \varepsilon_{i,t}$$

Dove:  $i$  identifica le imprese;  $t$  gli anni dal 2019 al 2022;  $I(\text{beneficiarie GSE} = 1)$  assume valore uno se l'impresa ha ricevuto almeno un incentivo GSE per la produzione da FER prima del 2019. Il modello è stimato con standard error raggruppati a livello di divisione Ateco. Le imprese considerate appartengono ai settori ad alta intensità energetica identificati in base ai Conti dei flussi fisici di energia (Physical Energy Flow Accounts, PEFA) e ai Conti nazionali dell'Istat: 17 - fabbricazione di carta e di prodotti di carta; 19 - fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio; 20 - fabbricazione di prodotti chimici; 23 - fabbricazione di altri prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi; 24 - siderurgia.

<sup>1</sup> Cfr. GSE (2022).

<sup>2</sup> Sono stati utilizzati gli Open data del GSE che riportano i beneficiari dei seguenti incentivi: certificati verdi, conto energia, GRIN, tariffa omnicomprensiva e FER elettriche.

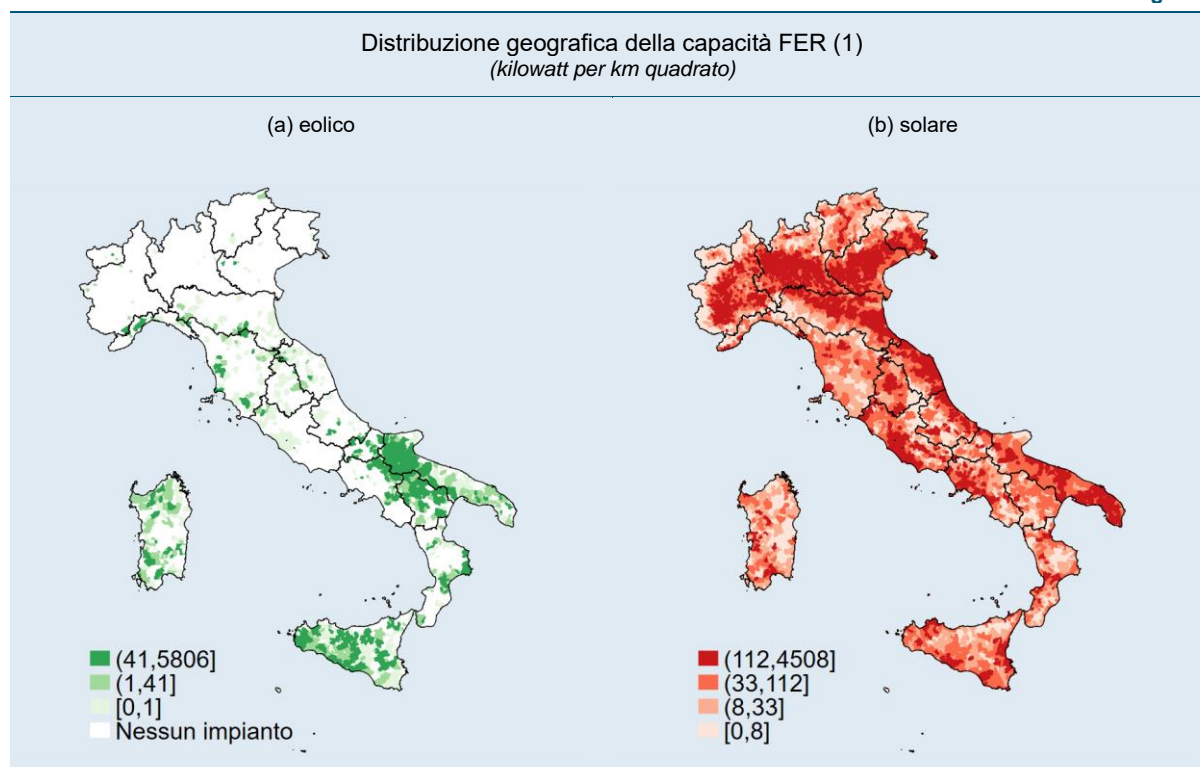
<sup>3</sup> Imprese a forte consumo di energia elettrica definite sulla base dei criteri del decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 21 dicembre 2017.

<sup>4</sup> Cfr. Draghi, M. (2024), *The future of European competitiveness*, Part B, section 1, chapter 4, European Commission.

## 2. Distribuzione geografica degli impianti e sue determinanti

La capacità eolica installata si trova quasi esclusivamente nel Mezzogiorno (fig. 4.a). Gli impianti fotovoltaici, invece, sono distribuiti in maniera più uniforme lungo tutto il territorio nazionale (fig. 4.b). Le differenze nelle capacità installate a livello regionale possono riflettere sia le caratteristiche naturali di producibilità sia altre caratteristiche socio-economiche delle regioni.

Figura 4



Fonte: GSE, *Atlaimpianti*.

(1) Dati aggiornati al 2021, ultimo anno di disponibilità delle informazioni a livello comunale. I dati si riferiscono ai soli impianti FER che hanno ricevuto incentivi pubblici (poco meno del 90 per cento della potenza installata in Italia nel 2021).

Nostre analisi econometriche riferite al 2021, ultimo anno di disponibilità delle informazioni a livello comunale<sup>8</sup>, confermano l'esistenza di una relazione positiva tra la disponibilità locale della risorsa (velocità del vento o irradiazione solare) e la potenza installata, pur controllando per un ricco insieme di altre variabili (tav. a.3-5).

Ispezionando la mappa della distribuzione eolica (fig. 4.a) si nota come gli impianti siano concentrati in tre aree: la zona appenninica al confine fra Puglia, Campania e Basilicata, la Sardegna e la Sicilia (soprattutto occidentale), tutti territori contraddistinti da una notevole ventosità. L'analisi econometrica rivela una relazione crescente e convessa tra velocità del vento<sup>9</sup> e potenza installata (tav. a.3). Relativamente agli altri fattori osservabili, gli impianti eolici risultano essere, rispetto alla pianura, più diffusi nelle zone di collina interna e meno diffusi nelle zone di montagna o collina litoranea. Inoltre gli impianti si concentrano

<sup>8</sup> I dati si riferiscono ai soli impianti FER che hanno ricevuto incentivi pubblici (poco meno del 90 per cento della potenza installata in Italia nel 2021).

<sup>9</sup> Si considera la velocità media del vento a 50 metri dal suolo espressa in m/s (fonte RSE-AEOLIAN, i dati sono stati prodotti da RSE SpA grazie al finanziamento del Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito di Accordi di programma tra RSE SpA ed il Ministero dello Sviluppo Economico).

maggiormente nelle zone rurali e nei comuni non turistici. La disponibilità locale della risorsa vento spiega da sola circa il 4 per cento della dispersione della potenza installata sul territorio; nel complesso, considerando gli altri fattori osservabili inseriti nei nostri modelli di regressione, nonché alcuni termini di interazione, si spiega una percentuale prossima al 10 per cento. Specificazioni econometriche alternative, che considerano come variabile dipendente un indicatore binario della presenza di almeno un impianto (tav. a.4), spiegano una percentuale di varianza più elevata (16 per cento prendendo in esame solo il vento; fino al 25 per cento considerando anche gli altri fattori osservabili). Sembra dunque evidente che la ventosità sia una condizione necessaria, ma non sufficiente alla diffusione di impianti eolici; altri fattori abilitanti, anche non osservati, determinano sia le scelte di localizzazione da parte delle imprese energetiche sia la probabilità di accettazione delle proposte da parte delle amministrazioni territoriali. Fra questi ultimi, la letteratura internazionale ha identificato la distanza da parchi o altre bellezze naturali, la presenza di uccelli migratori, l'orientamento politico locale e in generale l'accettazione sociale o l'opposizione pubblica a livello locale derivante dall'impatto visivo, acustico o ambientale delle turbine (Harper et al, 2019; Roddis et al, 2018; Leiren et al, 2020; Drechsler et al, 2011; Maleki-Dizaji et al, 2020). Deiana e Geraci (2021) mostrano inoltre che l'esposizione alla criminalità organizzata è correlata alla capacità di ottenere incentivi pubblici per la produzione di energia eolica.

Nel caso del fotovoltaico, la densità degli impianti risulta positivamente correlata alla densità abitativa, alla quota di popolazione in età da lavoro e alla quota di addetti alla manifattura, *proxy* della domanda di autoconsumo da parte di famiglie e imprese (tav. a.5). Le installazioni fotovoltaiche risultano inoltre meno diffuse in montagna e collina (e più concentrate nelle aree pianeggianti), nei comuni litoranei e nelle zone rurali. Come nel caso dell'eolico, la diversa disponibilità della risorsa tra aree (misurata con l'irradiazione solare<sup>10</sup>) spiega solo una piccola parte della dispersione complessiva, poco superiore al 2 per cento. I fattori di natura geografica e socio-economica sembrano avere un potere esplicativo maggiore. La loro introduzione nell'analisi porta la quota di variabilità spiegata fino al 27 per cento, un valore relativamente elevato<sup>11</sup>.

### 3. Le richieste di nuove connessioni alla rete elettrica

Il monitoraggio delle richieste di connessione di impianti FER alla rete di trasmissione elettrica nazionale può fornire indicazioni circa il loro potenziale di sviluppo nei prossimi anni. Le richieste di connessione in alta e altissima tensione (AT-AAT) di impianti FER presentate a Terna sono cresciute a un ritmo molto sostenuto dal 2020, fino raggiungere 341 GW di potenza a metà 2024. Di questi l'85 per cento riguarda il Mezzogiorno e in particolare le regioni Puglia, Sicilia e Sardegna; il 44 per cento è relativo alla fonte solare, il 56 a quella eolica (sia *on-shore* sia *off-shore*). Nei primi sei mesi del 2024 lo stock di richieste (in termini di potenza) è cresciuto del 4 per cento rispetto a fine 2023, soprattutto con riferimento alla Lombardia per il solare e alle regioni Liguria, Marche ed Emilia Romagna per l'eolico *on-shore*.

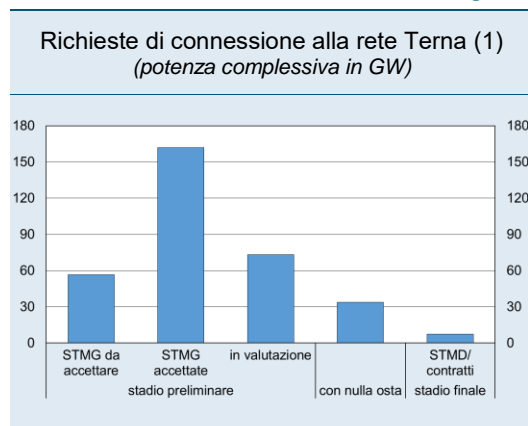
---

<sup>10</sup> Si considera l'energia solare cumulata nell'anno (kwh/mq; fonte RSE- SunRiSE, i dati sono stati prodotti da RSE SpA grazie al finanziamento del Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito di Accordi di programma tra RSE SpA ed il Ministero dello Sviluppo Economico).

<sup>11</sup> L'aggiunta di alcuni termini di interazione tra variabili e di effetti fissi regionali aumenta la quota di variabilità spiegata di soli 3 punti percentuali.

Anche se la potenza complessiva delle richieste sottoposte al gestore della rete appare teoricamente eccedere gli obiettivi del PNIEC<sup>12</sup>, essa non rappresenta necessariamente una stima della potenza che potrebbe essere effettivamente autorizzata e installata nei prossimi anni. Esaminando lo stato di avanzamento degli iter autorizzativi (fig. 5), quasi il 90 per cento della potenza richiesta si trova negli stadi preliminari del processo<sup>13</sup>, e di queste una quota consistente potrebbe corrispondere a progetti di fatto abortiti o sospesi<sup>14</sup>.

Figura 5



Fonte: Terna, *Econnexion*.

(1) Stock di richieste attive al 30 giugno 2024 per stadio di attuazione. Lo stadio preliminare del processo include sia le iniziative per cui i proponenti devono ancora visionare e accettare il preventivo di connessione elaborato da Terna (la cosiddetta STMG, Soluzione Tecnica Minima Generale) sia quelle per le quali i proponenti hanno accettato la soluzione elaborata da Terna e per le quali è in corso la verifica della conformità agli standard tecnici. I progetti con nulla osta hanno ottenuto parere positivo da Terna in merito al progetto delle opere di rete e quindi possono avviare il procedimento autorizzativo presso le autorità competenti (i regimi autorizzativi sono differenziati in base a criteri quali la potenza, la dimensione, le caratteristiche tecniche e la localizzazione degli impianti). Nella fase finale, il procedimento autorizzativo si è concluso con esito positivo ed è già stata richiesta a Terna la progettazione esecutiva delle opere di rete (detta Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio, STMD): per queste iniziative è già stato stipulato, o sarà stipulato a breve, il Contratto di Connessione per la realizzazione delle opere e per l'erogazione del servizio di connessione..

A giugno del 2024 poco più del 2 per cento delle richieste attive (pari a 7,3 GW) si trovava nella fase finale del procedimento, ovvero quella in cui sono stati ricevuti l'assenso di Terna e le autorizzazioni amministrative necessarie: in base all'esperienza precedente, potrebbero tradursi in nuovi impianti nel successivo biennio.

La potenziale maggiore concentrazione geografica della nuova capacità di produzione richiede un potenziamento della rete di trasmissione elettrica nazionale<sup>15</sup>, per ampliare la capacità di trasporto dai centri di produzione a quelli di consumo evitando i problemi di congestione che già oggi caratterizzano il nostro mercato elettrico (cfr. paragrafo successivo).

Oltre che dalle richieste di connessione in AT-AAT presentate a Terna, la futura distribuzione territoriale della capacità FER dipenderà da quelle in bassa e media tensione (BT-MT) che i produttori presentano alle imprese distributrici<sup>16</sup>. Queste ultime riguardano impianti di dimensioni più contenute, per la maggior parte di fonte solare e a

iniziativa di famiglie e imprese con finalità di autoproduzione, che immettono energia in rete in forma decentrata (c.d. generazione distribuita). Secondo i dati dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)<sup>17</sup>, nel 2023 a fronte di richieste presentate su BT-MT per una potenza pari a 38,5 GW sono stati connessi nuovi impianti per 2,7 GW.

<sup>12</sup> Per raggiungere gli obiettivi di incremento della capacità FER, sarebbe sufficiente che entro il 2030 un quinto di tutte le richieste attuali si tramutasse in capacità installata.

<sup>13</sup> Questa quota include sia le richieste per le quali Terna deve ancora elaborare un preventivo di connessione (la c.d. Soluzione Tecnica Minima Generale, STMG), sia quelle per le quali i proponenti stanno visionando o hanno accettato la STMG ricevuta, sia quelle per le quali Terna sta verificando la conformità agli standard tecnici del progetto operativo proposto dal richiedente per realizzare la connessione.

<sup>14</sup> Ad esempio, tra le richieste di connessione alla rete vi sono anche piani di investimento concorrenti previsti sugli stessi terreni. Inoltre, nel corso dell'iter autorizzativo gli investitori talvolta sospendono almeno temporaneamente i propri progetti alla luce di variazioni della normativa o di aggiornamenti delle analisi costi-benefici che evidenzino maggiori rischi, ad esempio sui ricavi ottenibili nel mercato della propria zona, a causa sia dei prezzi attesi sia delle difficoltà di vendita della produzione in presenza di limiti di trasporto tra diverse aree.

<sup>15</sup> Il Piano di sviluppo 2023 di Terna cita l'integrazione della nuova capacità come una delle principali linee di azione, attraverso il rafforzamento delle dorsali di connessione nord-sud della rete di trasmissione elettrica nazionale.

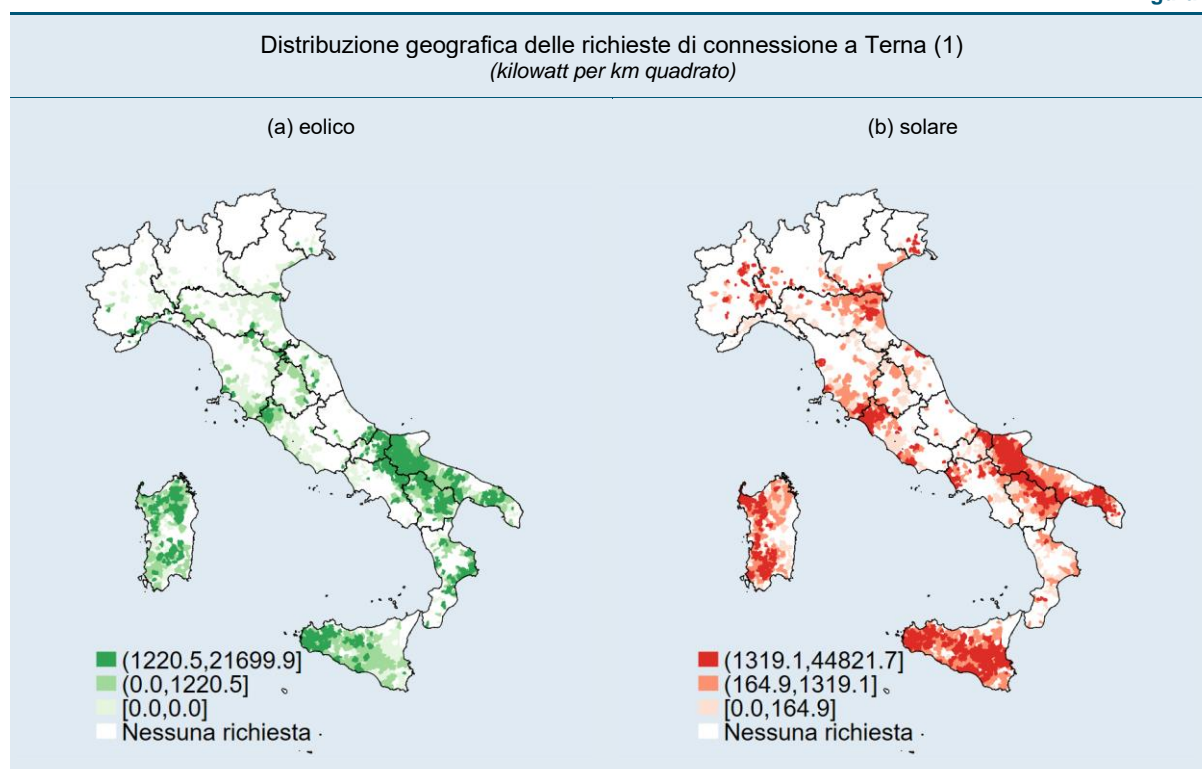
<sup>16</sup> In alcuni casi inoltre le imprese distributrici sono destinatarie anche di richieste di connessione in AT, direttamente alle proprie cabine primarie di trasformazione. Nel 2023 tali richieste, addizionali rispetto a quelle riportate da Terna, erano pari a 13,5 GW.

<sup>17</sup> Cfr. ARERA, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2024.



Nostre analisi econometriche (tav. a.6-7) relative alle richieste di connessione in AT-AAT, per le quali si dispone del dettaglio comunale, ne indagano i pattern di localizzazione. Le richieste sono maggiormente concentrate nel Mezzogiorno, sia per quanto riguarda l'eolico sia per il solare (fig. 6). Il maggior numero di richieste nelle regioni meridionali anche con riferimento al fotovoltaico, nonostante la potenza già installata sia distribuita in modo molto uniforme sul territorio, è in parte riconducibile al fatto che i dati sulle richieste di connessione presentate a Terna si riferiscono solo agli impianti di maggiori dimensioni (*utility scale*) che già oggi hanno un'incidenza maggiore nel Mezzogiorno (fig. a.1).

Figura 6



Fonte: Terna, *Econnexion*.  
(1) Richieste di connessione in AT-AAT al 31 dicembre 2023.

Per quanto riguarda l'eolico, le nuove richieste sono inferiori nelle aree più densamente abitate e nei comuni turistici, a favore invece delle zone rurali e di collina interna (tav. a.6). Sono inoltre più frequentemente indirizzate verso località ventose e nei pressi di impianti già esistenti. Così come per l'analisi sulla potenza installata, tutte le variabili elencate contribuiscono a spiegare una frazione modesta della variabilità complessiva (attorno al 17 per cento).

Nel caso del fotovoltaico, a parità di altre condizioni, le richieste sono più frequentemente localizzate in pianura e nelle zone non rurali (tav. a.7); emerge comunque una correlazione negativa con la densità abitativa e la quota di addetti alla manifattura (trattandosi di impianti di grandi dimensioni, non finalizzati all'autoconsumo) e una correlazione positiva con la localizzazione degli impianti esistenti e l'irradiazione solare.

## 4. Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

La rete di trasmissione, gestita da Terna, determina i limiti di capacità di trasporto dell'elettricità tra le diverse aree del Paese<sup>18</sup> e consente il mantenimento dell'equilibrio fisico tra l'energia immessa e quella prelevata. L'aumento della quota di generazione elettrica da fonti rinnovabili richiede un parallelo potenziamento della rete di trasmissione per almeno due motivi: a) la produzione è maggiormente dispersa geograficamente e, per gli impianti *utility scale*, in media più lontana dai centri di consumo, rispetto a quando la domanda è prevalentemente servita dalla generazione da fonti fossili; b) l'intermittenza e la non programmabilità delle rinnovabili rendono più difficile il raggiungimento dell'equilibrio fisico tra domanda e offerta.

Un indicatore che consente di identificare un'insufficiente capacità di trasmissione è la frequenza con cui i prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel mercato orario del giorno prima (MGP) differiscono fra le varie aree del Paese. L'Italia è infatti suddivisa da Terna in sette zone separate fra loro da potenziali "colli di bottiglia", ovvero aree fra le quali la capacità di trasporto potrebbe non essere tale da garantire gli scambi di mercato e la sicurezza della rete in ogni ora dell'anno. Quando il mercato nazionale è integrato, in virtù di una sufficiente capacità di trasporto fra le varie zone, il prezzo è unico in tutta Italia. Quando i vincoli di trasporto diventano effettivi, Terna suddivide il Paese in due o più mercati separati, formati da raggruppamenti delle sette zone. In questi casi in ognuno di questi mercati segmentati si forma un prezzo diverso dato dall'intersezione delle curve di domanda e offerta locali<sup>19</sup>. I prezzi risulteranno più bassi in quei mercati con un eccesso di offerta (rispetto alla domanda locale) che non può essere trasmesso alle altre zone (congestione in uscita). Viceversa, i prezzi saranno più alti laddove la domanda interna non può essere soddisfatta dall'offerta proveniente da altre zone, a causa della saturazione della capacità di trasporto (congestione in entrata).

I dati sugli esiti delle aste sul MGP pubblicati dal Gestore dei mercati energetici (GME) mostrano che nel 2023 i prezzi di equilibrio sono stati diversi fra aree (cd. mercato segmentato) nel 27 per cento delle ore dell'anno, quota in calo rispetto agli anni precedenti (fig. 7.a). In questi casi, le zone Nord, Centro Nord e Sicilia si sono trovate più frequentemente ad avere un eccesso di domanda rispetto al resto del Paese, mentre le zone Centro Sud, Sud, Calabria e Sardegna si sono trovate più frequentemente ad avere un eccesso di offerta. Nei primi otto mesi del 2024 il mercato è risultato segmentato nel 30 per cento delle ore. In questi casi l'eccesso di offerta ha interessato più frequentemente la zona Nord, mentre le restanti zone hanno registrato più frequentemente un eccesso di domanda (fig. 7.b). La differenza rispetto all'anno precedente è probabilmente ascrivibile alla generazione idroelettrica, localizzata prevalentemente nelle regioni settentrionali, che è risultata molto abbondante dopo un biennio di produzione scarsa a causa della siccità. Si noti che l'analisi in questo paragrafo considera tutti i casi di segmentazione di mercato, anche quelli in cui il differenziale di prezzi fra aree è stato molto contenuto. La differenza fra i prezzi zonali e il Prezzo Unico Nazionale

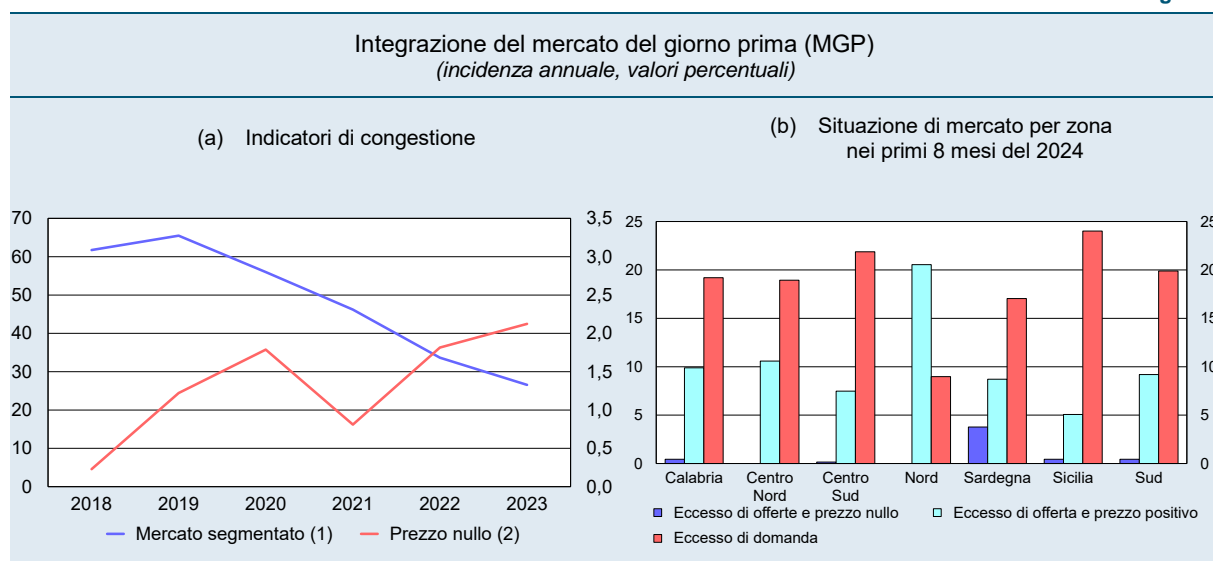
---

<sup>18</sup> Dal 2021 il sistema elettrico italiano è diviso in sette zone di mercato: Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Emilia-Romagna Veneto, Trentino-Alto Adige, Friuli Venezia Giulia), Centro Nord (Toscane e Marche), Centro Sud (Lazio, Umbria, Abruzzo, Campania), Sud (Puglia, Basilicata, Molise), Calabria, Sicilia e Sardegna. Terna determina giornalmente i limiti di transito di elettricità fra zone adiacenti.

<sup>19</sup> Fino a tutto il 2024 tali differenze riguardano i soli produttori, remunerati in base al prezzo zonale, mentre gli acquirenti pagano il prezzo unico nazionale (PUN), calcolato come media dei prezzi zonali ponderata per i volumi. Dal 2025 anche gli acquirenti pagheranno il prezzo zonale; si prevede un regime di transizione dove i consumatori saranno parzialmente compensati da differenze tra i prezzi zonali e un prezzo di riferimento stabilito dal GME.

(PUN; media dei prezzi zonal ponderata per il volume degli scambi) è molto variabile sia nel tempo che fra zone di mercato (cfr. la figura a.2 in Appendice).

Figura 7



Fonte: nostre elaborazioni su dati Gestore dei mercati energetici (GME).

(1) Percentuale di ore all'anno in cui il mercato è segmentato a causa della congestione nella rete di trasmissione. Asse di sinistra. – (2) Percentuale di ore in cui il mercato è segmentato a causa della congestione nella rete di trasmissione e il prezzo al MW in almeno una zona è inferiore a 1 euro. Asse di destra.

Concentrandosi sulle ore in cui il prezzo è stato pari o prossimo allo zero in almeno una zona, si ha un'indicazione dei casi di segmentazione più gravi e si può misurare quanto frequentemente la produzione di energia rinnovabile in una data area è stata così abbondante da saturare completamente sia la domanda locale che la capacità di trasporto<sup>20</sup>. Nel 2023 il prezzo è stato pari a zero in almeno una zona in poco più del 2 per cento delle ore, in crescita rispetto agli anni precedenti (fig. 7.a). Nei primi otto mesi del 2024 la quota di ore con prezzo zero in almeno una zona è stata quasi del 4 per cento. Il fenomeno interessa quasi sempre la Sardegna, in qualche rara occasione il Sud, la Sicilia, il Centro Sud e la Calabria e mai le zone settentrionali.

Dagli indicatori emerge dunque che al momento la segmentazione del mercato nazionale a causa di vincoli di trasporto è un fenomeno abbastanza frequente. Le congestioni risultano in allocazioni necessariamente meno efficienti di quelle che si otterrebbero se il mercato fosse completamente integrato. Questa situazione potrebbe esacerbarsi se l'espansione della capacità di produzione rinnovabile prevista nei prossimi anni non sarà accompagnata da una parallela espansione della capacità di trasmissione<sup>21</sup>, oltre che dei sistemi di accumulo.

Secondo il più recente Piano di sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN), pubblicato nel 2023<sup>22</sup>, Terna pianifica investimenti per 21 miliardi di euro nella rete AT-AAT,

<sup>20</sup> Nel MGP orario è in vigore il *marginal pricing model*. Il prezzo di equilibrio unico, a cui tutti i produttori nello stesso mercato integrato al suo interno vengono remunerati, è determinato dalla *bid* che completa il soddisfacimento della domanda, ovvero dalla *bid* marginale. In assenza di potere di mercato questo sistema incentiva ciascun venditore a offrire elettricità al proprio costo marginale. Poiché la generazione da FER è caratterizzata da costi marginali prossimi allo zero, prezzi orari di equilibrio bassi o nulli in una zona indicherebbero che l'offerta FER è sufficiente a soddisfare la domanda e che nessuna altra fonte viene utilizzata.

<sup>21</sup> Per evidenze sulla minore densità per kmq della RTN nel Mezzogiorno rispetto al resto del paese, cfr. Galano et al. (2022).

<sup>22</sup> Il successivo Piano, che potrebbe ampliare la scala degli investimenti pianificati, è previsto per marzo 2025.

da realizzarsi entro il 2032, in coerenza con gli obiettivi PNIEC rivisti alla luce del pacchetto “Fit-for-55”. Rispetto alla versione del 2021, il Piano ha rivisto significativamente al rialzo gli investimenti necessari ad assecondare l’espansione delle FER<sup>23</sup>. Le stime di Terna indicano che con questi investimenti sarà possibile raddoppiare la capacità di scambio tra le zone di mercato, da 16 GW a oltre 30 GW, in misura sostanzialmente simmetrica da nord a sud e in direzione opposta (tav. a.8). Oltre alle tradizionali fonti di finanziamento di Terna S.p.A – derivanti principalmente dal pagamento per i servizi di trasmissione e dispacciamento da parte dei distributori – il Tyrrhenian Link (che collegherà la Sicilia alla Sardegna e alla Campania) è reso possibile anche grazie a fondi RePowerEU (500 milioni di euro) e della BEI (1,9 milioni di euro).

Seppure da soli gli interventi sulla RTN dovrebbero ridurre la dipendenza dall’estero (PNIEC, 2024), il Piano di sviluppo di Terna prevede ulteriori investimenti per il rafforzamento dei collegamenti transfrontalieri pari a 2 miliardi di euro. In particolare si segnala TUNITA (già previsto nei Piani precedenti), un progetto di interconnessione tra Italia e Tunisia di 600 MW di potenza (850 milioni di euro, di cui un terzo pagato con fondi UE). A questo si aggiunge il progetto Sa.Co.I.3, che consiste nel potenziamento di un collegamento già esistente dal 1992 tra Sardegna e Toscana attraverso la Corsica, di potenza pari a 400 MW (anch’esso già previsto nei Piani precedenti). L’opera sarà finanziata con i fondi di RePowerEU.

Anche l’installazione di sistemi di accumulo potrà contribuire allo sviluppo delle rinnovabili, mitigando i problemi legati all’intermittenza e alla capacità di trasporto. Secondo i dati riportati da Terna, a fine novembre 2024 la potenza dei sistemi di stoccaggio in Italia era cresciuta a 9,7 GW (dai 5,9 di gennaio 2023), quasi esclusivamente grazie agli accumuli distribuiti su BT direttamente associati a piccoli impianti di generazione FER. Il Piano di Sviluppo del gestore datato marzo 2023 prevede che per il 2030 tale potenza risulti ampliata a 22,5 GW, accrescendo significativamente l’apporto dei sistemi di stoccaggio di maggiore scala, principalmente nel Mezzogiorno.

## Conclusioni

Dal 2022 la crescita della capacità produttiva da fonti energetiche rinnovabili in Italia ha ripreso slancio. Gli obiettivi contenuti nel PNIEC sono ambiziosi: essi richiedono un’ulteriore accelerazione e il mantenimento di flussi consistenti di nuove installazioni per i prossimi anni. Le caratteristiche di non programmabilità e intermittenza delle fonti solare ed eolica, la potenziale maggiore distanza tra centri di produzione e di consumo dell’energia e la crescente elettrificazione dei consumi necessitano di investimenti sia nei sistemi di accumulo sia nella rete di trasmissione, oltreché nella gestione digitale della generazione distribuita.

Per favorire lo sviluppo delle FER saranno necessari ulteriori interventi di semplificazione normativa e di accelerazione delle procedure autorizzative rispetto a quelli adottati nel recente passato. Andrà inoltre reso più stabile il quadro normativo per fornire maggiore certezza agli

---

<sup>23</sup> Il Piano consta di oltre 30 infrastrutture di grandi dimensioni. Il progetto principale è la rete Hypergrid, in corrente continua (in acronimo HVDC, dall’inglese *High Voltage Direct Current*). Essa consiste di cinque nuove dorsali elettriche, che si aggiungono alle opere Adriatic Link (1,3 miliardi di euro) e Tyrrhenian Link (3,7 miliardi di euro), già previste nella precedente pianificazione. Le cinque dorsali sono: HVDC Milano-Montalto (2,7 miliardi di euro); Central Link (300 milioni di euro); Dorsale Sarda (1,4 miliardi di euro); Dorsale Ionica-Tirrenica (4,1 miliardi di euro); Dorsale Adriatica (2,4 miliardi di euro).

investitori<sup>24</sup>. L'identificazione preventiva da parte delle Regioni di aree idonee a beneficiare di iter accelerati per la realizzazione di impianti<sup>25</sup> e la razionalizzazione delle procedure attraverso un testo unico legislativo che riduca la complessità attuale<sup>26</sup> andranno valutati alla luce dell'efficacia nello snellire e velocizzare la costruzione e l'esercizio degli impianti e la costruzione delle opere infrastrutturali connesse.

---

<sup>24</sup> Cfr. [La normativa statale per la realizzazione di impianti da fonti elettriche rinnovabili](#), Camera dei deputati, Documentazioni e ricerche, n.47, luglio 2024: "Il risultato è l'esistenza di un sistema legislativo complesso, quasi pulviscolare, composto da numerosissime norme o micro norme, che talvolta difficilmente si coordinano tra loro".

<sup>25</sup> Si fa riferimento al decreto del Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica del 21 giugno 2024 (cosiddetto "decreto aree idonee") che ha ripartito fra le regioni e le province autonome l'obiettivo nazionale di potenza aggiuntiva da raggiungere entro il 2030 e stabilito i criteri per la definizione delle aree in cui è previsto un iter accelerato per la costruzione e l'esercizio degli impianti, demandando agli enti regionali l'individuazione di queste zone sul proprio territorio.

<sup>26</sup> Si fa riferimento al decreto legislativo n. 190 del 25 novembre 2024 recante disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili

## Bibliografia

ARERA (2024), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*.

Camera dei deputati (2024), *La normativa statale per la realizzazione di impianti da fonti elettriche rinnovabili*, Documentazioni e ricerche, n.47, luglio 2024.

Daniele F., Pasquini A., Clò S., Maltese E. (2022), *Unburdening regulation: the impact of regulatory simplification on photovoltaic adoption in Italy*, Banca d'Italia, Temi di discussione, 1387.

Deiana C., Geraci A. (2021), *Are wind turbines a mafia windfall? The unintended consequences of green incentives*, Regional Science and Urban Economics, 89, 103691.

Draghi M., (2024), *The future of European competitiveness. Part B - In-depth analysis and recommendations*, European Commission, section 1, chapter 4, pp.92-114.

Drechsler M., Ohl C., Meyerhoff J., Eichhorn M., Monsees J. (2011), *Combining spatial modeling and choice experiments for the optimal spatial allocation of wind turbines*, Energy Policy, 39(6), 3845-3854.

Galano S., Sessa L., Zuccolalà S. (2022), *La qualità dell'approvvigionamento di energia elettrica: un confronto fra macroaree*, Banca d'Italia, Questioni di economia e finanza, 737.

GSE (2022), *Rapporto delle attività 2021*, pp.48-159.

Harper M., Anderson B., James P. A., Bahaj A. S. (2019), *Onshore wind and the likelihood of planning acceptance: Learning from a Great Britain context*, Energy Policy, 128, 954-966.

ISPRA (2024), *Le emissioni di gas serra in Italia. Obiettivi di riduzione al 2030.*, Rapporti n. 399/2024.

Leiren M. D., Aakre S., Linnerud K., Julsrud T. E., Di Nucci M. R., Krug M. (2020), *Community acceptance of wind energy developments: Experience from wind energy scarce regions in Europe*, Sustainability, 12(5), 1754.

Maleki-Dizaji P., Del Bufalo N., Di Nucci M. R., Krug M. (2020), *Overcoming barriers to the community acceptance of wind energy: Lessons learnt from a comparative analysis of best practice cases across Europe*, Sustainability, 12(9), 3562.

MASE (2024), *Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC)*.

Roddis P., Carver S., Dallimer M., Norman P., Ziv, G. (2018), *The role of community acceptance in planning outcomes for onshore wind and solar farms: An energy justice analysis*, Applied Energy, 226, 353-364.

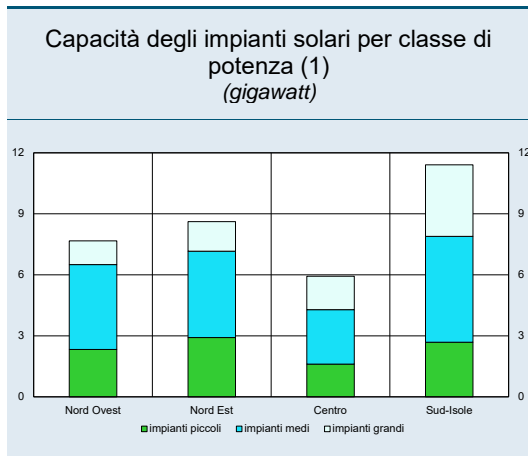
Stagnaro C., Villa M. (2023), *Il Superbonus accende il fotovoltaico*, Lavoce.info.

Terna (2023), *Piano di sviluppo 2023*.

## Appendice

### Figure

Figura a.1

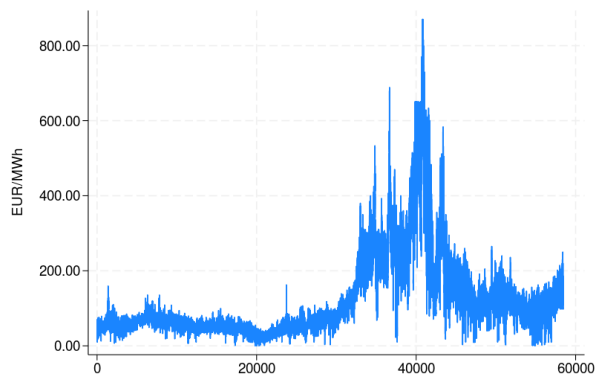


Fonte: Terna, *Gestione anagrafica unica degli impianti (GAUDI)*.  
(1) Consistenze al 30 giugno 2024; gli impianti sono classificati in grandi (con potenza superiore a 1 megawatt), medi (con potenza compresa tra 20 kilowatt e 1 megawatt) e piccoli (potenza inferiore a 20 kilowatt).

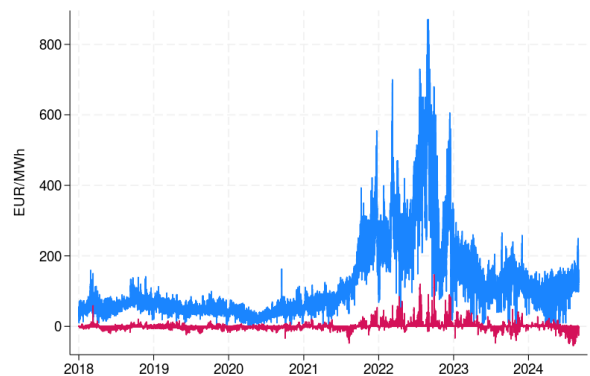


Prezzo Unico Nazionale (PUN), prezzi zionali e differenziale rispetto al PUN (1)  
 (frequenza oraria, euro per MWh)

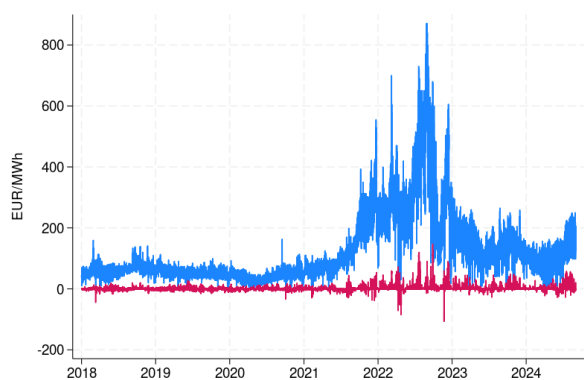
(a) PUN



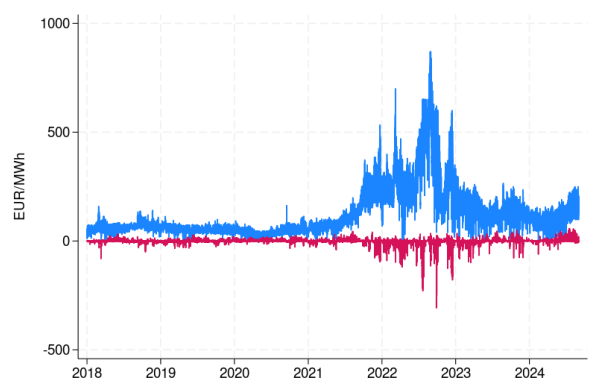
(b) NORD



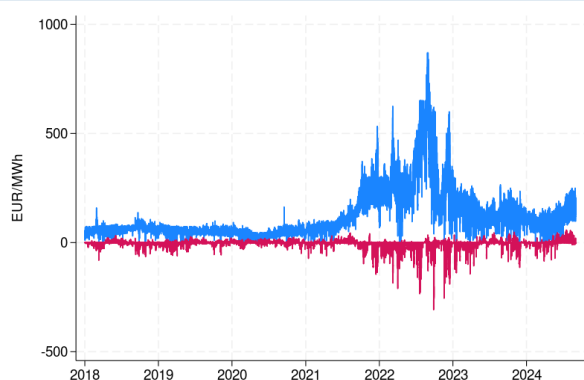
(c) CENTRO NORD



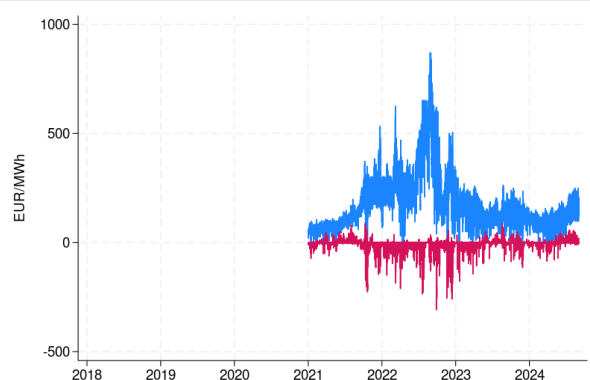
(d) CENTRO SUD



(e) SUD

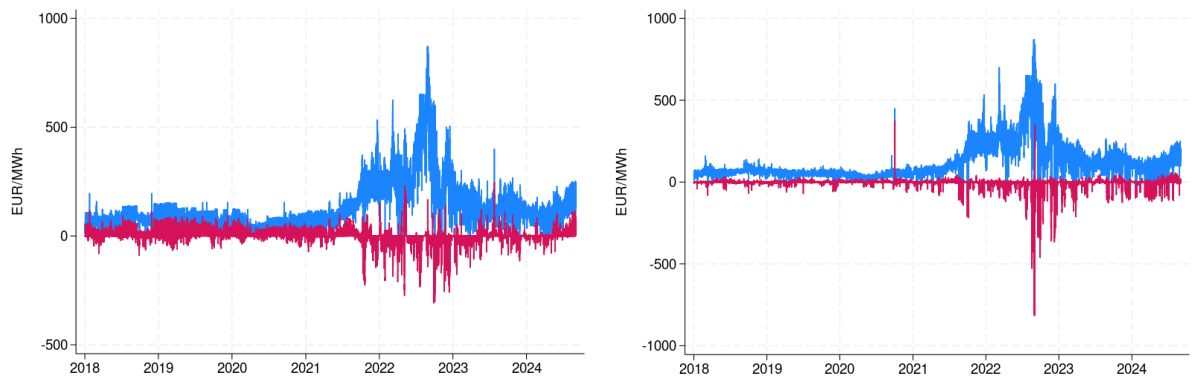


(f) CALABRIA



(g) SICILIA

(h) SARDEGNA



Fonte: nostre elaborazioni su dati Gestore dei mercati energetici (GME).  
(1) In blu il prezzo (PUN nel pannello a) e prezzo zonale negli altri); in rosso il differenziale rispetto al PUN.

<b>Capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (1)</b>					
<i>(unità e valori percentuali)</i>					
VOCI	Fonti di energia rinnovabile				
	Bioenergie (2)	Eolico	Idroelettrico	Solare	Totale
<b>Nord Ovest</b>					
Impianti	1.220	77	2.173	433.239	436.709
Potenza (MW)	1.160	158	10.024	7.668	19.011
Potenza media (kW)	951	2.056	4.613	18	44
Potenza pro capite (kW per 1.000 abitanti)	73	10	632	484	1.199
Var. capacità 2018/2024 (MW)	19	45	48	3.020	3.131
Quota di potenza sul totale nazionale	23,5	1,2	46,4	22,8	26,1
<b>Nord Est</b>					
Impianti	1.113	105	1.793	540.912	543.923
Potenza (MW)	1.153	59	6.146	8.614	15.972
Potenza media (kW)	1.036	559	3.428	16	29
Potenza pro capite (kW per 1.000 abitanti)	100	5	532	745	1.382
Var. capacità 2018/2024 (MW)	-13	0	-61	3.069	2.994
Quota di potenza sul totale nazionale	23,4	0,5	28,5	25,6	21,9
<b>Centro</b>					
Impianti	464	274	572	306.203	307.513
Potenza (MW)	1.372	243	1.945	5.932	9.492
Potenza media (kW)	2.957	886	3.400	19	31
Potenza pro capite (kW per 1.000 abitanti)	117	21	166	506	810
Var. capacità 2021/2024 (MW)	-3	5	9	1.870	1.882
Quota di potenza sul totale nazionale	27,8	1,9	9,0	17,6	13,0
<b>Sud e Isole</b>					
Impianti	436	5.653	338	483.623	490.050
Potenza (MW)	1.246	12.239	3.476	11.409	28.369
Potenza media (kW)	2.857	2.165	10.285	24	58
Potenza pro capite (kW per 1.000 abitanti)	63	616	175	575	1.429
Var. potenza 2021/2024 (MW)	15	1327	-190	3.098	4250
Quota di potenza sul totale nazionale	25,3	96,4	16,1	33,9	38,9
<b>Italia</b>					
Impianti	3.233	6.109	4.876	1.763.977	1.778.195
Potenza (MW)	4.931	12.699	21.591	33.623	72.844
Potenza media (kW)	1.525	2.079	4.428	19	41
Potenza pro capite (kW per 1.000 abitanti)	84	215	366	570	1.235
Var. potenza 2021/2024 (MW)	17	1376	-193	11.057	12.257

Fonte: Terna, (Gestione anagrafica unica degli impianti, GAUDI).

(1) Dati aggiornati al 30 giugno 2024. - (2) La categoria "Bioenergie" comprende gli impianti a biomasse (legno, scarti attività forestali o agricole e dell'industria agroalimentare, rifiuti organici urbani, ecc.) e quelli geotermoelettrici.

<b>Principali caratteristiche delle imprese del campione (1)</b> (migliaia di euro, unità e valori percentuali)			
VOCI	imprese beneficiarie	imprese non beneficiarie	
<b>Nord Ovest</b>			
Attivo (2)	39.500	5.128	
<b>Fatturato (2)</b>	30.680	4.715	
Addetti medi per impresa	77,5	15,2	
<b>Margine operativo lordo / attivo (3)</b>	7,4	8,1	
Valore aggiunto per occupato (2)	88,0	71,6	
<b>Leverage (3) (4)</b>	42,4	41,2	
Percentuale di imprese energivore (5)	3,0	0,5	
<b>Numero di imprese</b>	8.047	195.360	
<b>Nord Est</b>			
Attivo (2)	29.575	3.808	
<b>Fatturato (2)</b>	26.138	3.750	
Addetti medi per impresa	73,5	12,1	
<b>Margine operativo lordo / attivo (3)</b>	7,4	8,6	
Valore aggiunto per occupato (2)	75,2	69,4	
<b>Leverage (3) (4)</b>	35,5	36,1	
Percentuale di imprese energivore (5)	2,1	0,5	
<b>Numero di imprese</b>	7.806	142.035	
<b>Centro</b>			
Attivo (2)	99.240	3.127	
<b>Fatturato (2)</b>	41.816	2.989	
Addetti medi per impresa	87,3	9,6	
<b>Margine operativo lordo / attivo (3)</b>	4,7	7,7	
Valore aggiunto per occupato (2)	102,3	64,6	
<b>Leverage (3) (4)</b>	62,1	39,5	
Percentuale di imprese energivore (5)	1,7	0,2	
<b>Numero di imprese</b>	4.473	169.130	
<b>Sud e Isole</b>			
Attivo (2)	9.895	1.633	
<b>Fatturato (2)</b>	8.946	1.713	
Addetti medi per impresa	26,2	7,8	
<b>Margine operativo lordo / attivo (3)</b>	8,2	8,9	
Valore aggiunto per occupato (2)	70,1	48,8	
<b>Leverage (3) (4)</b>	36,0	36,3	
Percentuale di imprese energivore (5)	1,3	0,2	
<b>Numero di imprese</b>	5.916	197.914	
<b>Italia</b>			
Attivo (2)	40.060	3.395	
<b>Fatturato (2)</b>	26.333	3.259	
Addetti medi per impresa	66,5	11,1	
<b>Margine operativo lordo / attivo (3)</b>	6,3	8,2	
Valore aggiunto per occupato (2)	85,4	65,2	
<b>Leverage (3) (4)</b>	49,8	39,1	
Percentuale di imprese energivore (5)	2,2	0,3	
<b>Numero di imprese</b>	26.265	706.192	

Fonte: elaborazioni su dati Cerved, INPS, GSE, CSEA.

(1) Dati riferiti ai bilanci dell'esercizio 2022 presenti nella base dati di Cerved. Le imprese beneficiarie sono quelle che, nel periodo 2014-2022, hanno ricevuto da parte del GSE un incentivo per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Sono escluse le imprese del settore "Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata" (divisione Ateco 35) e le imprese finanziarie. – (2) Migliaia di euro. – (3) Valori percentuali. – (4) Rapporto tra i debiti finanziari e la somma di debiti finanziari e patrimonio netto. – (5) Imprese a forte consumo di energia elettrica definite sulla base dei criteri del decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 21 dicembre 2017 e presenti.

Tavola a.3

Regressioni della densità di impianti eolici (kw/km <sup>2</sup> ) su caratteristiche comunali				
COVARIATE	(1) Italia	(2) Italia	(3) Italia	(4) Italia
velocità vento (m/s)	-124,0*** (30,65)	-134,9*** (31,62)	-216,6*** (43,52)	-218,1*** (42,90)
velocità vento <sup>2</sup>	18,84*** (3,960)	20,83*** (4,147)	28,43*** (5,285)	25,70*** (5,293)
densità abitativa (ab/kmq)		0,00331** (0,00157)	0,000719 (0,00120)	-0,00444* (0,00237)
montagna interna		1,166 (5,156)	-43,21 (32,88)	-92,58** (43,36)
montagna litoranea		-65,55*** (13,00)	246,9*** (93,91)	140,0 (102,9)
collina interna		9,336** (4,448)	-107,0*** (35,88)	-154,0*** (35,37)
collina litoranea		-13,99* (7,747)	65,33 (53,47)	23,63 (64,34)
comune litoraneo		-33,55*** (9,312)	175,0** (70,04)	133,4* (70,52)
zona rurale		15,28*** (3,673)	-92,16*** (18,56)	-115,3*** (20,11)
comune turistico		-21,72*** (3,386)	137,5*** (23,73)	130,3*** (24,62)
montagna interna # vento			10,63 (9,449)	25,76** (12,75)
montagna litoranea # vento			-59,82*** (20,04)	-32,98 (22,57)
collina interna # vento			29,72*** (10,31)	44,50*** (10,49)
collina litoranea # vento			-14,90 (12,43)	0,195 (15,18)
comune litoraneo # vento			-32,89** (15,12)	-24,32 (15,10)
zona rurale # vento			27,06*** (5,436)	34,14*** (5,910)
turistico # vento			-38,77*** (6,442)	-35,35*** (6,711)
Costante	199,1*** (56,79)	206,0*** (56,75)	400,4*** (85,22)	437,7*** (83,04)
Osservazioni	7,901	7,901	7,901	7,901
R-quadro	0,042	0,053	0,074	0,088
FE regione	NO	NO	NO	SI

Standard error robusti in parentesi.

\*\*\* p&lt;0,01 \*\* p&lt;0,05 \* p&lt;0,1

## Regressioni della presenza di impianti eolici su caratteristiche comunali

COVARIATE	(1) Italia	(2) Italia	(3) Italia	(4) Italia
velocità vento (m/s)	-0,114*** (0,0294)	-0,106*** (0,0296)	-0,166*** (0,0316)	-0,173*** (0,0316)
velocità vento^2	0,0277*** (0,00370)	0,0276*** (0,00374)	0,0361*** (0,00396)	0,0270*** (0,00435)
densità abitativa (ab/kmq)		-2,97e-05*** (3,98e-06)	-3,00e-05*** (3,74e-06)	-2,20e-05*** (3,78e-06)
montagna interna		-0,00833 (0,00776)	0,00122 (0,0434)	-0,144*** (0,0464)
montagna litoranea		-0,192*** (0,0306)	0,173 (0,203)	-0,395* (0,226)
collina interna		0,0377*** (0,00748)	-0,144*** (0,0454)	-0,246*** (0,0467)
collina litoranea		-0,0511*** (0,0166)	-0,0307 (0,0972)	-0,317*** (0,106)
comune litoraneo		0,0374* (0,0208)	0,190 (0,124)	0,166 (0,126)
zona rurale		-0,0366*** (0,00778)	-0,00430 (0,0310)	-0,00239 (0,0314)
comune turistico		-0,0513*** (0,00684)	0,228*** (0,0320)	0,174*** (0,0328)
montagna interna # vento			-0,00192 (0,0131)	0,0428*** (0,0141)
montagna litoranea # vento			-0,0695 (0,0426)	0,0455 (0,0472)
collina interna # vento			0,0463*** (0,0135)	0,0742*** (0,0140)
collina litoranea # vento			-0,00149 (0,0227)	0,0659*** (0,0245)
comune litoraneo # vento			-0,0224 (0,0265)	-0,0226 (0,0269)
zona rurale # vento			-0,00762 (0,00916)	-0,00645 (0,00919)
turistico # vento			-0,0685*** (0,00906)	-0,0504*** (0,00931)
Costante	0,0854 (0,0555)	0,0982* (0,0555)	0,192*** (0,0638)	0,348*** (0,0609)
Osservazioni	7.901	7.901	7.901	7.901
R-quadro	0,160	0,182	0,198	0,253
FE regione	NO	NO	NO	SI

Standard error robusti in parentesi.

\*\*\* p&lt;0,01 \*\* p&lt;0,05 \* p&lt;0,1

Regressioni della densità di impianti fotovoltaici (kw/km <sup>2</sup> ) su caratteristiche comunali				
COVARIATE	(1) Italia	(2) Italia	(3) Italia	(4) Italia
en. solare cumulata annua (kwh/mq)	2,473*** (0,140)	0,527*** (0,140)	-0,195 (0,152)	-1,238*** (0,212)
energia solare cum.^2	-0,000833*** (5,06e-05)	-0,000170*** (5,13e-05)	7,50e-05 (5,46e-05)	0,000506*** (7,98e-05)
densità abitativa (ab/kmq)		0,0475*** (0,00589)	0,551*** (0,0674)	0,575*** (0,0707)
quota pop, età da lavoro		203,0*** (33,99)	214,9*** (33,31)	247,1*** (34,03)
quota addetti manifattura		117,4*** (9,393)	-593,4*** (128,2)	-436,6*** (124,9)
montagna/collina		-71,60*** (5,214)	-67,76*** (5,185)	-56,87*** (4,721)
comune litoraneo		-20,68*** (5,048)	-14,12*** (4,920)	-21,15*** (5,224)
zona rurale		-51,86*** (4,028)	-43,36*** (3,996)	-40,21*** (4,072)
encum # densità ab,			-0,000329*** (4,32e-05)	-0,000343*** (4,52e-05)
encum # quota manifattura			0,499*** (0,0928)	0,379*** (0,0906)
Costante	-1.736*** (95,21)	-400,3*** (99,69)	105,2 (110,2)	678,2*** (144,4)
Osservazioni	7.853	7.853	7.853	7.853
R-quadro	0,024	0,271	0,290	0,308
FE regione	NO	NO	NO	SI

Standard error robusti in parentesi.

\*\*\* p<0,01 \*\* p<0,05 \* p<0,1



**Regressioni della densità delle nuove richieste di connessione di impianti eolici (kw/km<sup>2</sup>) su caratteristiche comunali**

COVARIATE	(1) Italia	(2) Italia	(3) Italia	(4) Italia
velocità vento (m/s)	-213,2** (84,39)	-162,7* (84,11)	-464,3*** (116,7)	-463,9*** (117,3)
velocità vento^2	51,58*** (10,75)	46,12*** (10,91)	80,25*** (14,06)	62,90*** (15,07)
Impianti esistenti (kw/kmq)		0,714*** (0,138)	0,625*** (0,140)	0,591*** (0,136)
densità abitativa (ab/kmq)		-0,0321*** (0,00754)	-0,0362*** (0,00667)	-0,0419*** (0,00832)
montagna interna		-75,99*** (20,67)	197,7 (122,2)	-98,19 (124,8)
montagna litoranea		-362,6*** (63,67)	1.539*** (313,7)	756,8** (333,0)
collina interna		66,27*** (21,74)	-448,4*** (147,7)	-651,9*** (137,9)
collina litoranea		-130,0*** (42,51)	358,3* (207,9)	88,44 (235,3)
comune litoraneo		-91,64* (48,26)	590,2** (253,4)	412,8 (253,3)
zona rurale		32,08* (18,26)	-343,7*** (75,10)	-360,7*** (76,04)
comune turistico		-108,8*** (18,64)	537,0*** (84,67)	466,2*** (86,18)
montagna interna # vento			-71,58* (36,70)	14,67 (37,98)
montagna litoranea # vento			-375,1*** (65,10)	-201,4*** (70,36)
collina interna # vento			127,9*** (43,66)	186,4*** (41,34)
collina litoranea # vento			-102,3** (50,81)	-26,95 (56,24)
comune litoraneo # vento			-109,5* (57,91)	-79,20 (57,34)
zona rurale # vento			96,72*** (22,58)	99,67*** (22,79)
turistico # vento			-158,4*** (23,87)	-129,0*** (24,39)
Costante	143,7 (158,5)	67,07 (154,7)	691,0*** (237,1)	944,3*** (225,3)
Osservazioni	7.901	7.901	7.901	7.901
R-quadro	0,074	0,126	0,149	0,165
FE regione	NO	NO	NO	SI

Standard error robusti in parentesi.

\*\*\* p<0,01 \*\* p<0,05 \* p<0,1

**Regressioni della densità delle nuove richieste di connessione di impianti fotovoltaici  
(kw/km<sup>2</sup>) su caratteristiche comunali**

COVARIATE	(1) Italia	(2) Italia	(3) Italia	(4) Italia
en. solare cumulata annua (kwh/mq)	-11,63*** (1,657)	-14,33*** (2,160)	-15,04*** (3,004)	-14,43*** (3,365)
en. solare cum.^2	0,00464*** (0,000610)	0,00559*** (0,000801)	0,00550*** (0,000903)	0,00453*** (0,00111)
Impianti esistenti (kw/kmq)		0,367*** (0,137)	0,303** (0,143)	0,282** (0,129)
densità abitativa (ab/kmq)		-0,179*** (0,0202)	1,159*** (0,328)	1,127*** (0,314)
quota pop. età da lavoro		-110,6 (319,4)	-9.430*** (3.641)	-12.242*** (3.968)
quota addetti manifattura		-133,5** (62,20)	-11,53 (51,38)	3,617 (64,11)
montagna/collina		-243,3*** (38,86)	4.521*** (819,0)	3.661*** (899,1)
comune litoraneo		-145,2 (102,2)	5.261*** (1.968)	5.045** (2.095)
zona rurale		-54,06** (27,52)	2,270 (27,86)	4,978 (28,76)
encum # densità ab.			-0,000876*** (0,000221)	-0,000833*** (0,000213)
encum # quota manifattura			6,750** (2,730)	8,921*** (2,957)
montagna/collina # encum			-3,213*** (0,568)	-2,622*** (0,625)
Comune litoraneo # encum			-3,432*** (1,207)	-3,271** (1,287)
Costante	7.228*** (1.115)	9.491*** (1.513)	10.236*** (2.855)	11.187*** (3.068)
Osservazioni	7.853	7.853	7.853	7.853
R-quadro	0,046	0,064	0,081	0,100
FE regione	NO	NO	NO	SI

Standard error robusti in parentesi.

\*\*\* p<0,01 \*\* p<0,05 \* p<0,1

**Incrementi di capacità fra le zone di mercato PdS 2021 e PdS 2023***(gigawatt)*

	Capacità al 2022	Piano di Sviluppo 2021	Piano di Sviluppo 2023
Nord>Centro Nord	4,3	5,3	7,3
Centro Nord>Nord	3,1	4,5	6,5
Centro Nord>Centro Sud	2,9	4,1	5,7
Centro Sud>Centro Nord	2,8	4	6,4
Centro Sud<>Nord	0	0	2
Centro Sud>Sud	2	3,6	6,2
Sud>Centro Sud	5	6,2	8,8
Sicilia<>Centro Sud	0	1	1
Sud>Calabria	1,1	2	4
Calabria>Sud	2,4	3,3	5,3
Centro Sud>Sardegna	0,7	0,7	1,7
Sardegna>Centro Sud	0,9	0,9	1,9
Sicilia<>Sardegna	0	1	1
Calabria>Sicilia	1,5	2	4
Sicilia>Calabria	1,2	2	4
TOT(DA SUD A NORD)	15,4	23	37

Fonte: *Piano di Sviluppo di Terna 2023, Il progetto Hypergrid e le necessità di sviluppo infrastrutturale*