

RELAZIONE

301/2026/I/EFR

ANALISI DEGLI STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI IN TERMINI DI EFFETTI SULLA COLLETTIVITÀ ANNO 2025

Relazione sullo stato dei servizi

6 agosto 2026

PREMESSA

La presente Relazione rappresenta un aggiornamento della Relazione “Analisi degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili in termini di effetti sulla collettività. Anno 2024” (344/2025/I/efr).

La Relazione, nella sua parte iniziale, riporta i dati più aggiornati al momento disponibili in relazione al mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la continua crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare non programmabili. Vengono anche descritti sinteticamente gli effetti derivanti dalla crescente incidenza degli impianti alimentati da fonti non programmabili sulla copertura del carico e sui profili di prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.

Successivamente, la Relazione riporta i dati aggiornati, ivi inclusi i preconsuntivi riferiti al 2025, relativi all'impatto degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, in termini di quantità di energia elettrica incentivata e di relativi oneri. Viene dato spazio anche all'aggiornamento dei dati relativi alle configurazioni per l'autoconsumo.

Tutti i dati numerici riportati nella presente Relazione derivano da rielaborazioni a partire da dati tratti dalle pubblicazioni di Terna (in relazione al mix produttivo) e dai dati più recentemente resi disponibili dal GSE (in relazione ai regimi commerciali speciali, agli strumenti incentivanti e alle configurazioni per l'autoconsumo) aggiornati in generale al 31 marzo 2026, salvo ove diversamente specificato.

INDICE

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE	4
1. QUADRO GENERALE: LA VARIAZIONE DEL MIX PRODUTTIVO DI ENERGIA ELETTRICA	8
2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI SULLA COPERTURA DEL CARICO E SUI PREZZI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA	10
3. UTILIZZO, DA PARTE DI TERNA, DEI SERVIZI DI RIDUZIONE O DISTACCO DEGLI IMPIANTI NON PROGRAMMABILI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	17
4. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA	19
4.1 Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti	19
4.2 Scambio sul posto	22
5. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI: GLI STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE	25
5.1 Strumenti di incentivazione: introduzione e possibile classificazione	25
5.2 Incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi (CV)	30
5.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07	32
5.4 Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"	34
5.5 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici	37
5.6 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 4 luglio 2019	45
5.7 Prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi	48
5.7 Incentivi per le configurazioni per l'autoconsumo diffuso	49
5.8 Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati	52
6. CONCLUSIONI	57

SINTESI DEI PRINCIPALI ELEMENTI RIPORTATI NEL TESTO DELLA RELAZIONE

1. La variazione del mix produttivo nazionale di energia elettrica

Nel 2024, la produzione lorda di energia elettrica in Italia è stata pari a 271 TWh. Le fonti rinnovabili hanno inciso per il 50% (di cui circa il 43% è imputabile agli impianti eolici e fotovoltaici). Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, nel 2025 la produzione da fonti rinnovabili ha raggiunto un'incidenza sulla produzione totale intorno al 48%.

La potenza efficiente lorda degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia risultava pari a circa 74,5 GW al 31 dicembre 2024, corrispondente al 54% della potenza efficiente lorda complessiva (pari a 137,6 GW). Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, nel 2025 la potenza efficiente lorda relativa a impianti fotovoltaici ha registrato + 6,4 GW, mentre quella da impianti eolici +0,6 GW: in totale la potenza efficiente lorda degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia al 31 dicembre 2025 ha raggiunto 83,5 GW.

2. Effetti delle fonti rinnovabili sulla copertura del carico e sui prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica

Poiché la crescita della produzione da fonti rinnovabili è per lo più imputabile a impianti fotovoltaici, in tutte le zone di mercato del Paese aumenta la porzione di carico soddisfatta dalle fonti rinnovabili non programmabili, in misura più marcata rispetto a quanto già evidenziato nelle precedenti Relazioni; inoltre, continua a essere evidente la pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali. In alcune zone di mercato (in particolare le zone del Sud Italia e le isole), in parecchie ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è superiore rispetto al carico totale (soprattutto nei giorni festivi).

Si conferma, di conseguenza, anche il profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima: da diversi anni, i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), cioè nelle ore in cui viene progressivamente meno la produzione fotovoltaica e la domanda elettrica rimane elevata.

3. Utilizzo, da parte di Terna, dei servizi di riduzione o distacco degli impianti non programmabili di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2025, sulle reti di alta e altissima tensione, la mancata produzione complessiva attribuibile a modulazioni straordinarie a scendere:

- per quanto riguarda gli impianti eolici, è stata pari a circa 640 GWh, soprattutto a causa di congestioni (223 GWh), lavori programmati sulle reti (148 GWh) ed eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento (188 GWh);
- con riferimento agli impianti fotovoltaici, è stata pari a circa 162 GWh, soprattutto a causa dell'eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento (64 GWh), di congestioni (58 GWh) e di lavori programmati sulle reti (38 GWh);

- con riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente, è stata pari a circa 52 GWh essenzialmente a causa dell'eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento (48 GWh).

Per quanto riguarda le reti di media tensione, il distacco della generazione distribuita, nel corso del 2025, è stato attivato in 8 giornate primaverili (tra il 25 aprile e l'1 giugno 2025, nei giorni festivi o nei fine settimana), concentrate nei periodi in cui la combinazione di elevata produzione rinnovabile e ridotto fabbisogno elettrico ha generato criticità sistemiche non gestibili con i soli strumenti ordinari di dispacciamento e con la modulazione degli impianti su rete di alta tensione. La mancata produzione complessiva è stata pari a 52 GWh.

4. Strumenti di supporto per le fonti rinnovabili: effetti sulla collettività

Al fine di evidenziare come i meccanismi di supporto impattano sulla collettività, è opportuno classificare i diversi strumenti incentivanti per tipologia:

- **tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)**: l'energia elettrica viene commercialmente ritirata dal GSE e da quest'ultimo viene collocata sui mercati all'ingrosso; i produttori beneficiano di un ricavo unitario fisso per tutto il periodo di diritto all'incentivo. Pertanto, l'impatto sulla collettività è pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato e, quindi, è influenzato dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;
- ***feed in premium* fisso**: l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, indipendentemente dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta; pertanto, rappresenta sempre un costo per la collettività e non dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica;
- ***feed in premium* variabile a una via appositamente definito in sostituzione dei Certificati Verdi (CV)**: l'incentivo viene riconosciuto all'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV ed è pari al prodotto tra un coefficiente moltiplicativo differenziato per fonte e il 78% della differenza, se positiva, tra 180 €/MWh e il prezzo medio di mercato dell'anno precedente. Pertanto, esso dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, seppur con effetto ritardato di un anno, e rappresenta un costo per la collettività al più nullo;
- ***feed in premium* variabile (o *Contract for Difference - CfD*) a una via**: l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario complessivo almeno pari alla tariffa incentivante. L'incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e rappresenta un costo per la collettività, al più nullo;

- ***feed in premium variabile (o Contract for Difference - CfD) a due vie***: l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario complessivo pari alla tariffa incentivante. L'incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e può rappresentare un costo o un ricavo per la collettività.

Con riferimento all'anno 2025, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono stati pari a circa 9,3 miliardi di euro¹, in aumento rispetto ai circa 8,9 miliardi del 2024 e ai circa 7,1 miliardi del 2023 (per una energia elettrica incentivata pari a circa 52,1 TWh). Tali costi complessivi tengono conto della variazione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica (che incide sulle *feed in tariff* e sulle diverse tipologie di *feed in premium* variabile), dell'introduzione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomasse e bioliquidi e del progressivo termine degli incentivi più datati (in particolare gli strumenti sostitutivi dei certificati verdi e le *feed in tariff* introdotte con la legge 244/07).

Più nel dettaglio, i costi complessivi sono relativi agli incentivi di tipo *feed in premium* fisso erogati a impianti fotovoltaici (5,7 miliardi di euro), mentre la restante parte afferisce a strumenti di tipo *feed in tariff* (circa 1,3 miliardi di euro), *feed in premium* a una via (1,8 miliardi di euro, quasi tutti riferiti ai già richiamati prezzi minimi garantiti) e *feed in premium* variabile a una via appositamente definito in sostituzione dei Certificati Verdi (circa 0,6 miliardi di euro). Gli incentivi di tipo *feed in premium* a due vie, invece, hanno rappresentato un ricavo per la comunità (- 35 milioni di euro).

Sulla base delle prime stime disponibili per l'anno 2026, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili dovrebbero essere pari a circa 8,5 miliardi di euro², in calo rispetto al 2025 per effetto dei più elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica, del progressivo termine degli incentivi più datati e dell'introduzione di un tendenziale massimo di spesa per i prezzi minimi garantiti afferenti alle bioenergie.

Per i prossimi anni:

- l'energia elettrica che beneficia degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi sarà in marcata riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028; il relativo costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;

¹ Ad essi si aggiungono circa 520 milioni di euro afferenti ai regimi commerciali speciali, per lo più allo scambio sul posto. Si noti che il totale qui riportato non rappresenta l'intero fabbisogno del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate in quanto esclude il gettito necessario per l'energy release.

² Ad essi si aggiungono circa 286 milioni di euro stimati, afferenti ai regimi commerciali speciali, per lo più allo scambio sul posto. Si noti che il totale qui riportato non rappresenta l'intero fabbisogno del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate in quanto esclude il gettito necessario per l'energy release.

- l'energia elettrica che beneficia delle *feed in tariff* di cui alla legge 244/07 sarà in riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028; il relativo costo per la collettività dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica;
- l'energia elettrica che beneficia dei *feed in premium* fissi (prodotta da impianti fotovoltaici ammessi ai primi 4 conti energia) è attesa stazionaria fino al 2026; inizierà quindi a diminuire all'inizio lievemente, poi in modo molto rilevante dopo il 2030 fino ad azzerarsi nel 2033. Il costo per la collettività di tali strumenti incentivanti, non dipendendo dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, resterà pari o prossimo a 6 miliardi di euro annui almeno fino al 2028;
- l'energia elettrica che beneficia del V conto energia per impianti fotovoltaici è stabile fino al 2033, mentre l'energia elettrica che beneficia dei più recenti strumenti incentivanti (di cui ai decreti ministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 7 dicembre 2023, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024) è attesa complessivamente in crescita per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti ammessi a beneficiare dei più recenti decreti. Il costo per la collettività dipende anche dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica: nel 2026, a fronte di un elevato prezzo di mercato, l'impatto complessivo di tali strumenti potrebbe anche risultare negativo (cioè un ricavo per la collettività). A fronte invece di bassi prezzi di mercato, tali nuovi strumenti comporteranno un graduale aumento del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate: tuttavia, tale aumento si presenterà negli anni in cui il gettito necessario è in complessiva riduzione per effetto del progressivo termine del periodo di diritto agli strumenti incentivanti di cui ai precedenti alinea;
- il costo per la collettività per effetto del *feed in premium* a una via costituito dai prezzi minimi garantiti definiti per gli impianti alimentati da bioenergie dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ma, a partire dal 2026, per effetto del tendenziale massimo di spesa di cui al decreto-legge 21/26, è atteso in progressiva riduzione.

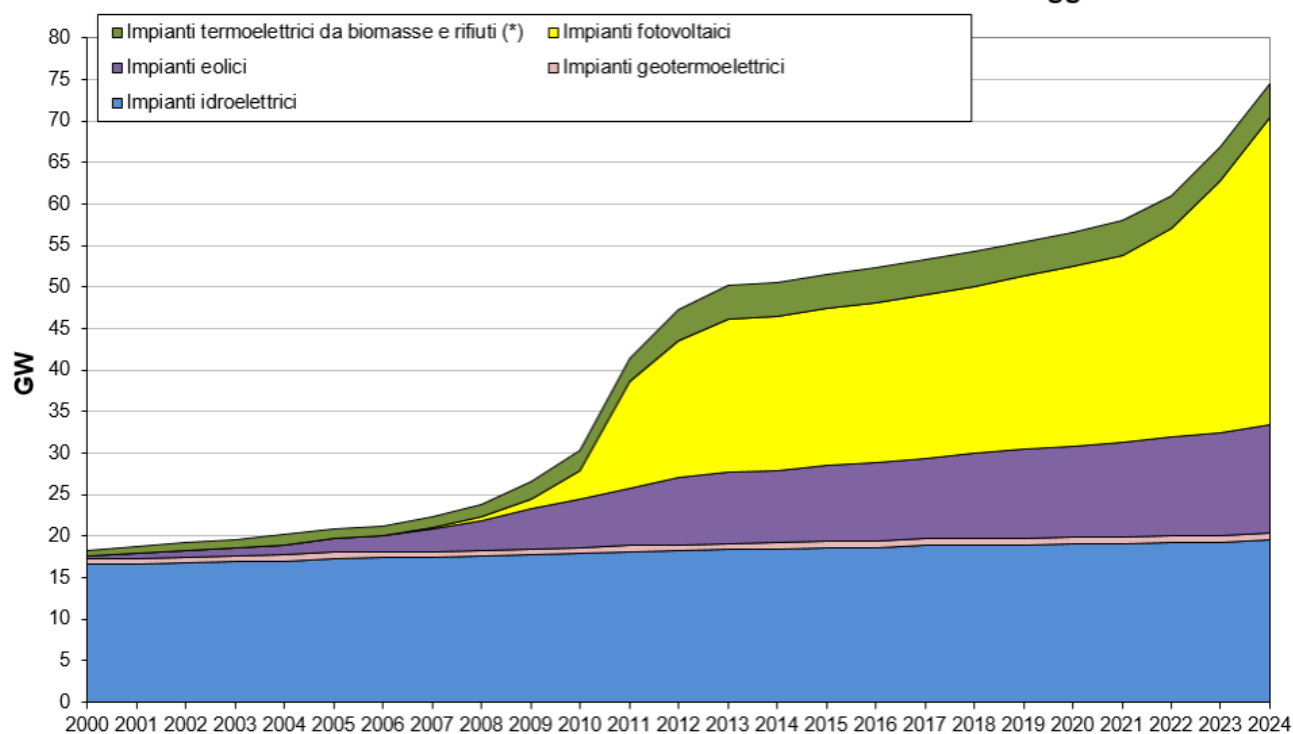
Da ciò, seppur con le incertezze derivanti dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, appare ragionevole attendersi un andamento in lieve riduzione del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, tra 7 e 8 miliardi di euro annui, fino al 2031 (anno in cui comincerà a risultare evidente il calo del gettito necessario, in assenza di ulteriori strumenti incentivanti che dovessero essere ipotizzati dopo quelli attualmente in corso di emanazione) per effetto del termine del periodo di diritto dei *feed in premium* costanti degli impianti fotovoltaici. Quanto qui riportato non rappresenta l'intero fabbisogno del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate in quanto esclude il gettito necessario per l'energy release. Stime più accurate vengono effettuate e pubblicate dal GSE, con cadenza annuale, tenendo conto dei nuovi decreti ministeriali.

1. QUADRO GENERALE: LA VARIAZIONE DEL MIX PRODUTTIVO NAZIONALE DI ENERGIA ELETTRICA

Con riferimento ai dati dell'anno 2024, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica è stata pari a 271 TWh (in aumento del 2,4% rispetto al 2023), di cui 134,4 TWh da impianti alimentati da fonti rinnovabili (pari al 49,6%, in aumento rispetto al 44% del 2023). In particolare, gli impianti eolici e fotovoltaici incidono per circa il 43% della produzione lorda da fonti rinnovabili. Come si evidenzia dalla figura 1, la produzione totale da fonti rinnovabili è variabile nel tempo soprattutto in funzione della disponibilità della fonte idrica.

La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia risultava pari a circa 74,5 GW al 31 dicembre 2024 (in aumento del 11,5% rispetto al 2023), corrispondente al 54% della potenza efficiente lorda complessiva (pari a 137,6 GW). Dalla figura 2, si evince come quest'ultima percentuale sia in continua crescita per effetto dell'installazione di nuovi impianti di produzione eolici e, soprattutto, fotovoltaici: più in dettaglio, la potenza efficiente lorda da impianti idroelettrici, geotermoelettrici e da biomasse è stabile, mentre la potenza efficiente lorda da impianti eolici è aumentata di circa 655 MW nel 2024 rispetto al 2023 e la potenza efficiente lorda da impianti fotovoltaici è aumentata di circa 6,7 GW nel 2024 rispetto al 2023. Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, risulta che nel 2025 sono stati installati impianti fotovoltaici per + 6,4 GW ed impianti eolici per + 0,6 GW, portando la potenza efficiente lorda relativa a impianti fotovoltaici ed eolici a 57,1 GW e la potenza efficiente lorda complessiva da fonti rinnovabili a 83,5 GW.

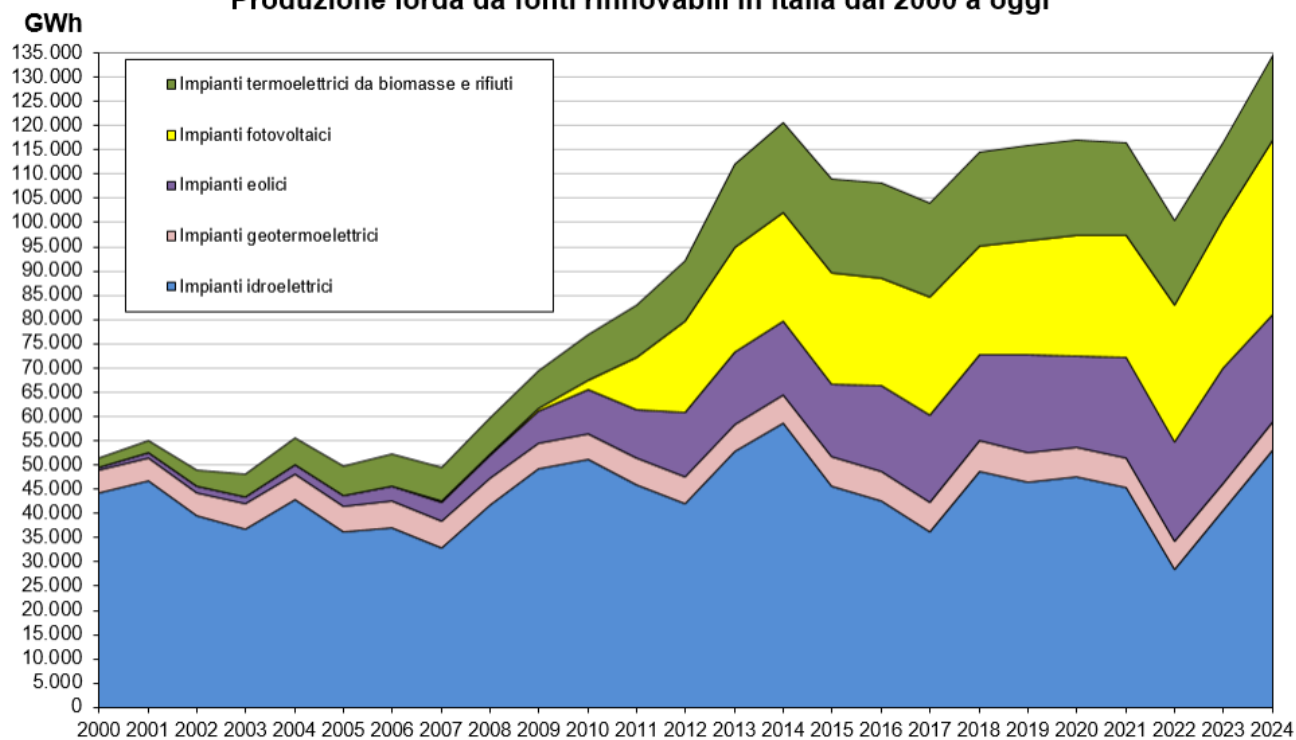
Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 a oggi



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

- figura 1 -

Produzione lorda da fonti rinnovabili in Italia dal 2000 a oggi

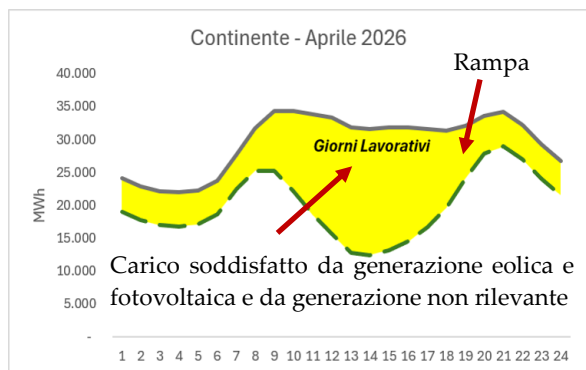


- figura 2 -

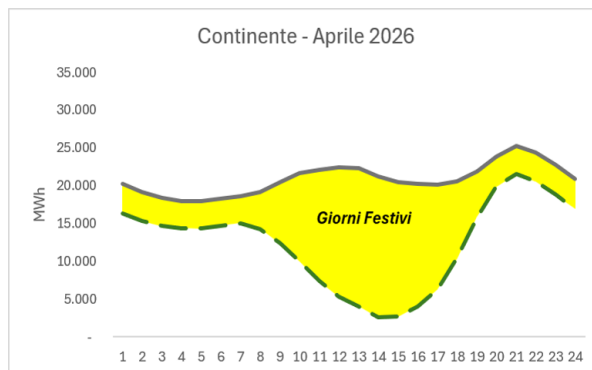
2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI SULLA COPERTURA DEL CARICO E SUI PREZZI ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Come negli anni precedenti, anche nel 2026, in tutte le zone di mercato nazionali sono evidenti le differenze tra il profilo di carico complessivo (linea continua) e il profilo di carico residuo, cioè il profilo del carico non già coperto dalla generazione distribuita e dalle fonti aleatorie (linea tratteggiata), sulla base dei dati medi dei giorni, rispettivamente, lavorativi e festivi del mese di aprile (figure da 3 a 18). L'area gialla rappresenta la porzione di carico coperta dagli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita.

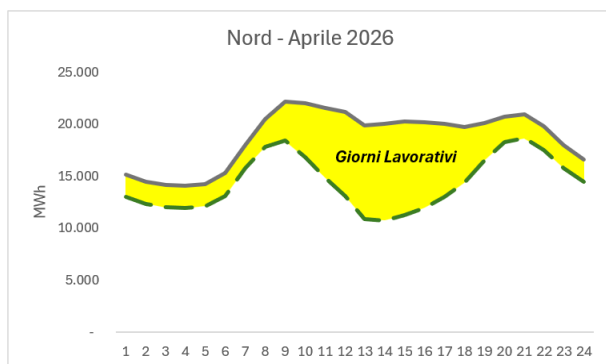
Si osserva, in particolare, che l'area gialla è evidente soprattutto nelle ore centrali della giornata, caratterizzate da una importante produzione da impianti fotovoltaici. Si nota, inoltre, la maggiore pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali rispetto a quella del profilo di carico per effetto del contemporaneo venir meno del fotovoltaico quando si sta raggiungendo il picco di carico serale.



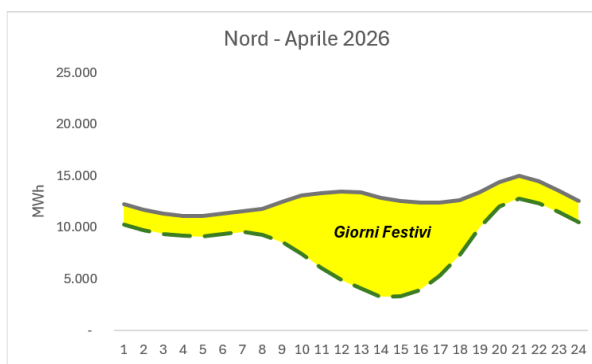
- figura 3 ³ -



- figura 4 ³ -

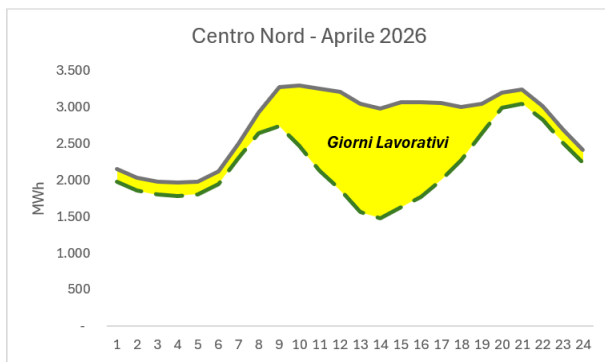


- figura 5 ³ -

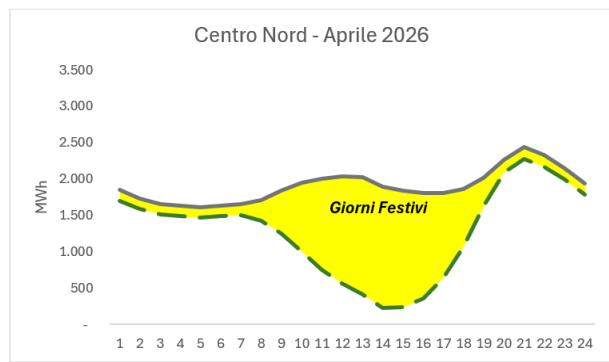


- figura 6 ³ -

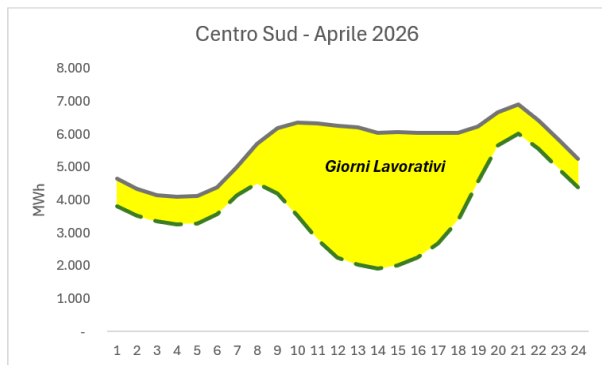
³ Essa rappresenta, per le 24 ore, la curva dei prelievi medi orari mensili e la curva ottenibile sottraendo a tali prelievi le immissioni medie orarie mensili degli impianti eolici e solari rilevanti e degli impianti di generazione distribuita.



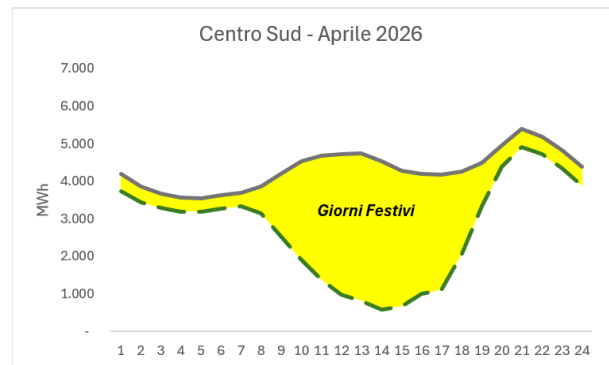
- figura 7 ³-



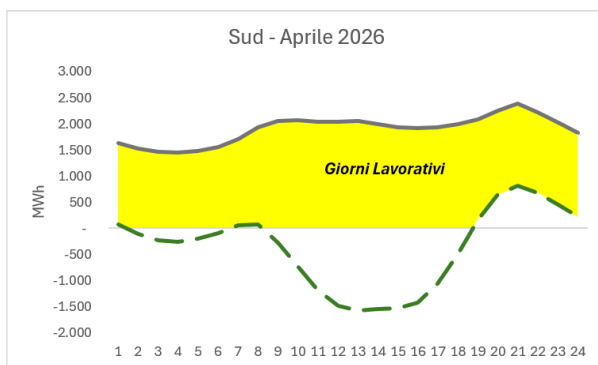
- figura 8 ³-



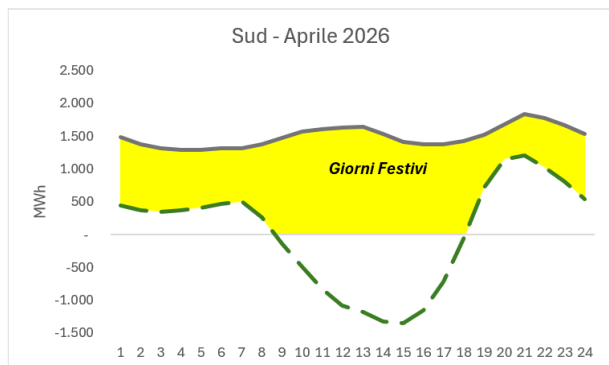
- figura 9 ³-



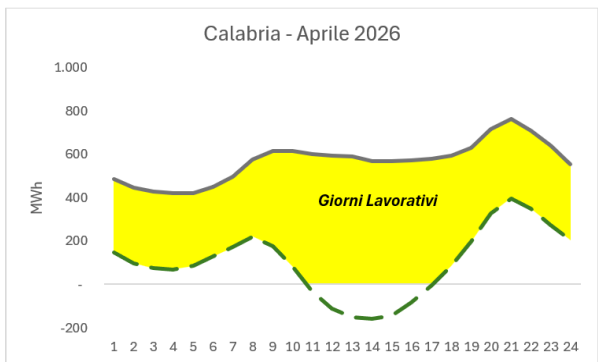
- figura 10 ³-



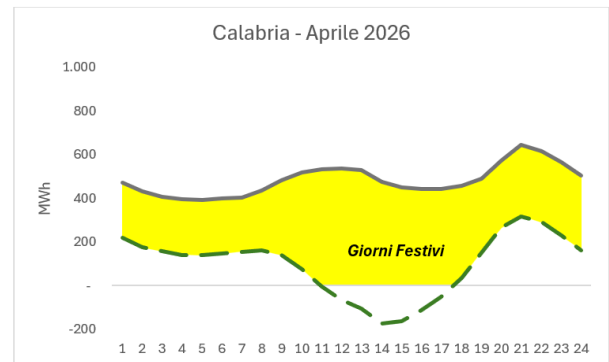
- figura 11 ³-



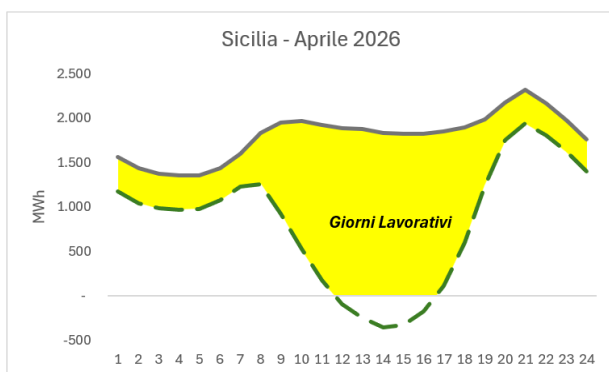
- figura 12 ³-



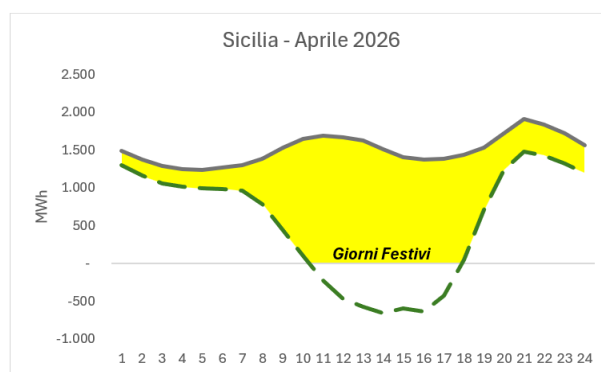
- figura 13 ³-



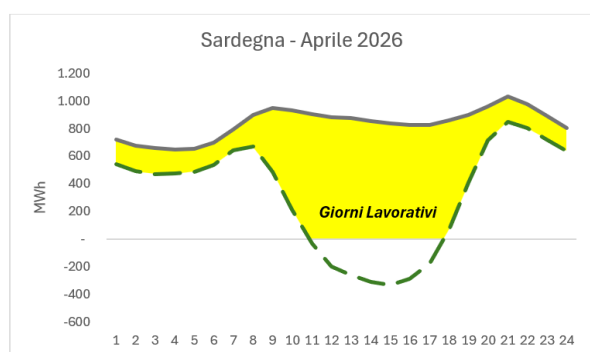
- figura 14 ³-



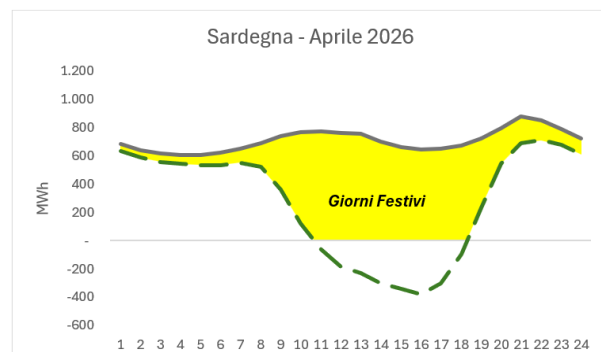
- figura 15 ³ -



- figura 16 ³ -



- figura 17 ³ -



- figura 18 ³ -

Si osserva che in alcune zone di mercato (in particolare le zone del Sud Italia e le isole), in parecchie ore e in misura più marcata rispetto agli anni precedenti, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è prossima o superiore rispetto al carico totale. Qualora tale produzione non potesse essere trasportata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi fossero impianti al minimo tecnico sufficienti per compensare l'eventuale venire meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

I sistemi di accumulo in una siffatta situazione potrebbero dare importanti contributi: assorbendo energia elettrica eccedentaria nelle ore diurne, essi contribuiscono a ridurre il rischio di distacco della generazione non programmabile, e immettendo energia elettrica nelle ore preserali contribuiscono a coprire la ripida rampa del carico residuo riducendo la necessità di altri impianti di produzione programmabili.

Quanto sopra evidenziato in relazione alla copertura del carico trova riscontro anche nel profilo di prezzo che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP) che, ormai da più di un decennio, è cambiato.

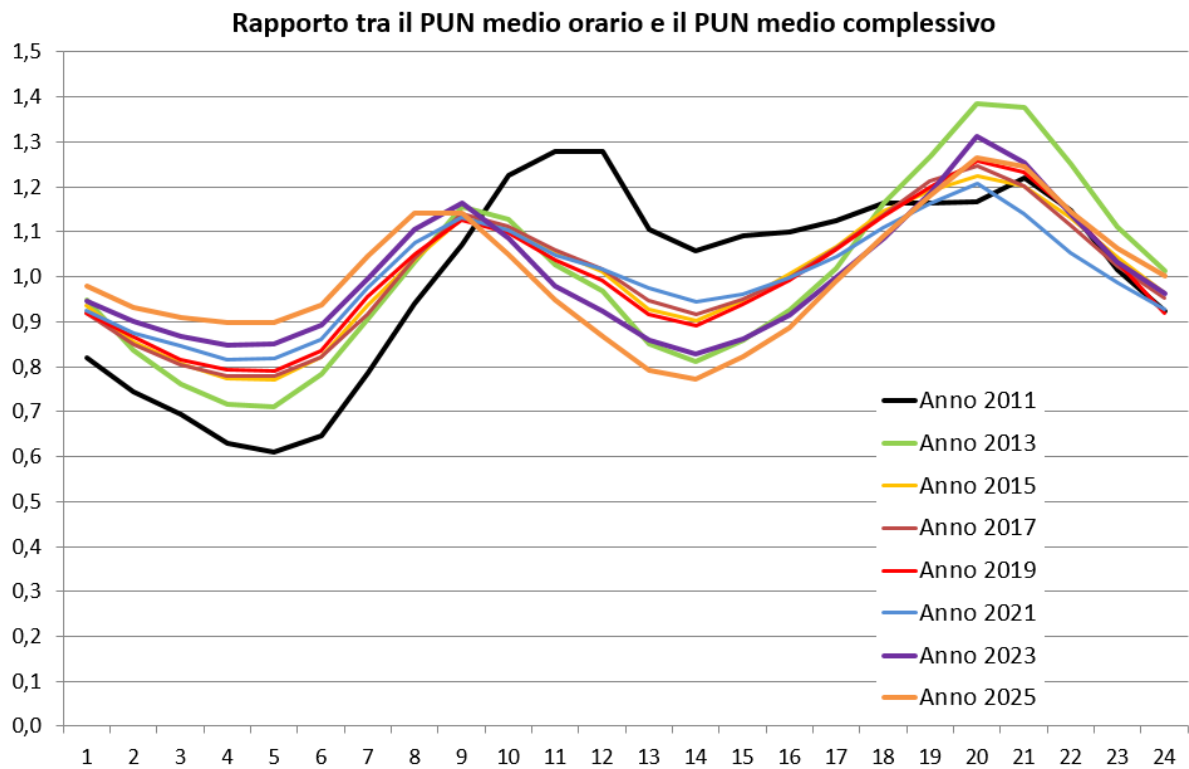
In particolare, mentre storicamente i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la

produzione fotovoltaica. La figura 19 mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi sul MGP intervenuto tra il 2011 e il 2013 e successivamente stabilizzato. Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell'energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni di energia elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo.

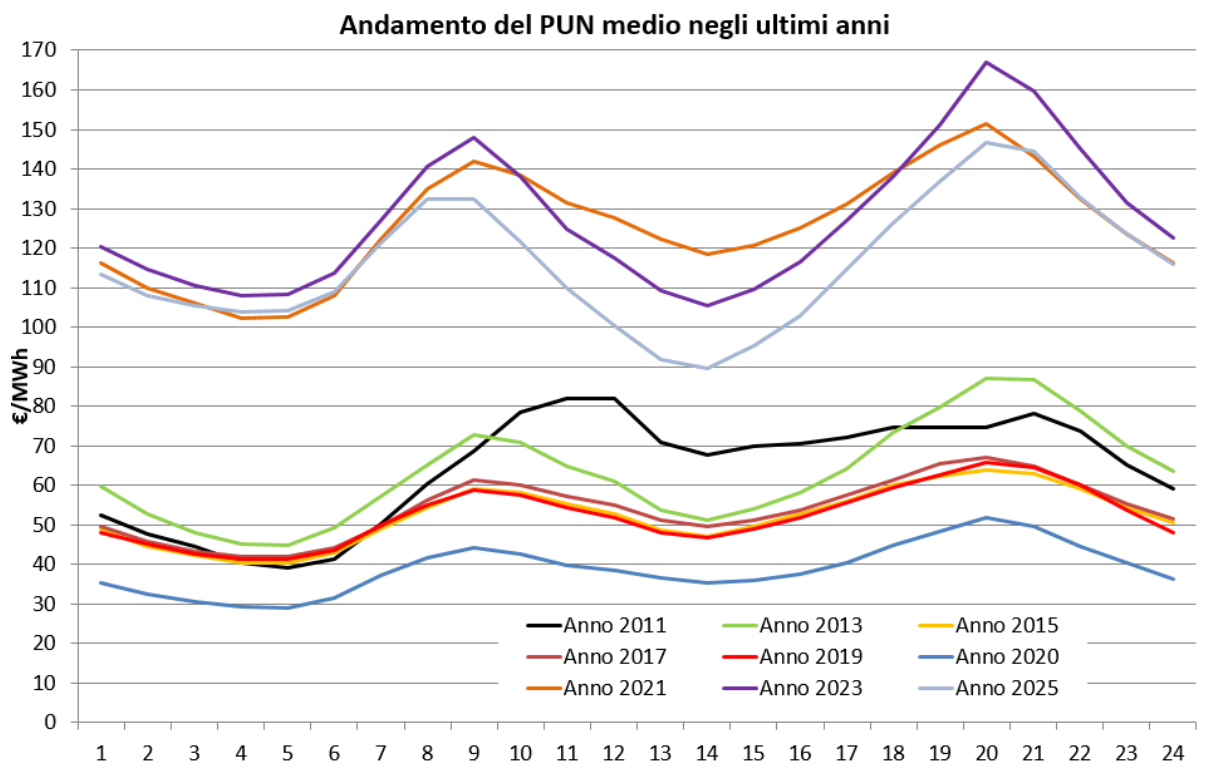
Dal MGP, pertanto, emergono segnali di prezzo che potrebbero indurre azioni di *demand side management* in termini di riduzione dei prelievi di energie elettrica nelle ore maggiormente critiche per il sistema elettrico (cioè le ore preserali). Allo scopo è innanzitutto necessario estendere a tutti i punti di connessione il trattamento orario dei dati di misura, il che sarà possibile con la progressiva installazione degli *smart meter* 2G.

La figura 20 evidenzia l'andamento del PUN per alcuni anni recenti. Si nota che negli anni più recenti il PUN medio orario è notevolmente aumentato, rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi del gas naturale, mentre il profilo di prezzo è rimasto pressoché costante.

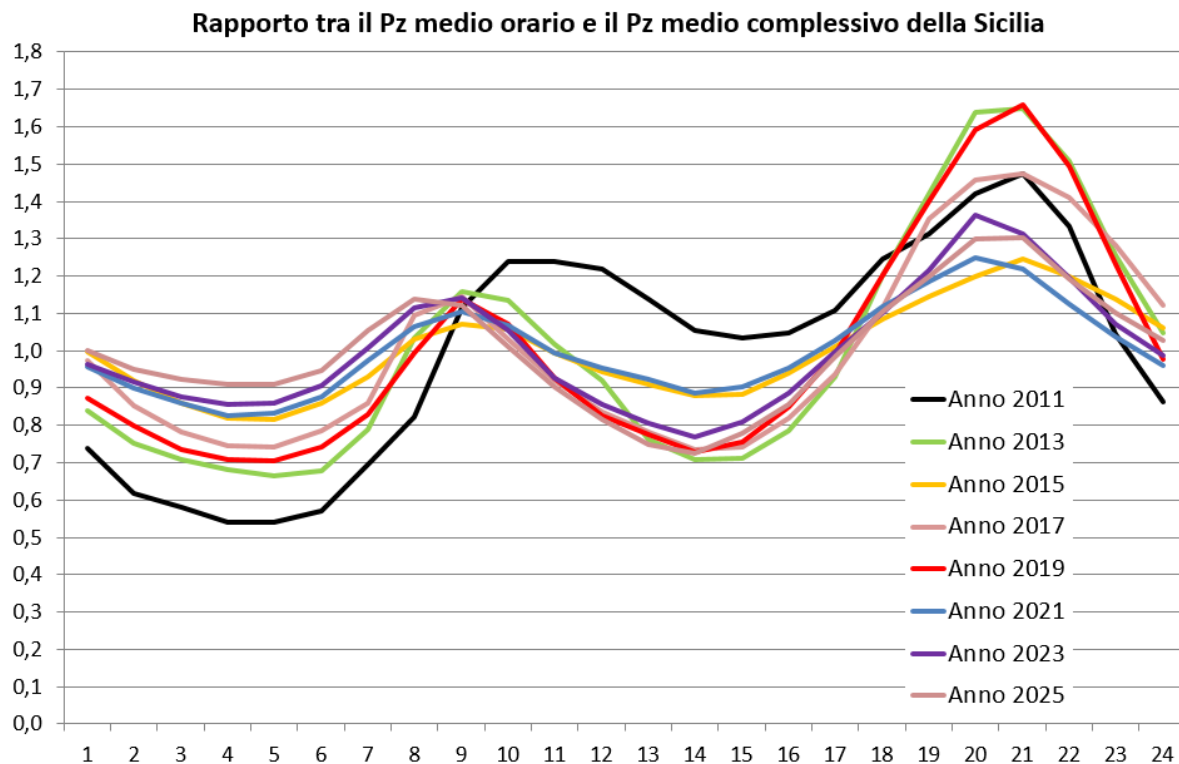
Infine, le figure 21 e 22 evidenziano, rispettivamente, l'evoluzione del profilo dei prezzi zionali (Pz) sul MGP relativi alla Sicilia e l'andamento di tali prezzi medi; le figure 23 e 24 sono analoghe alle precedenti ma riferite alla Sardegna. Da queste quattro ultime figure si nota che le considerazioni sopra esposte in relazione all'intero territorio nazionale sono ancora più evidenti in Sardegna e, soprattutto, in Sicilia.



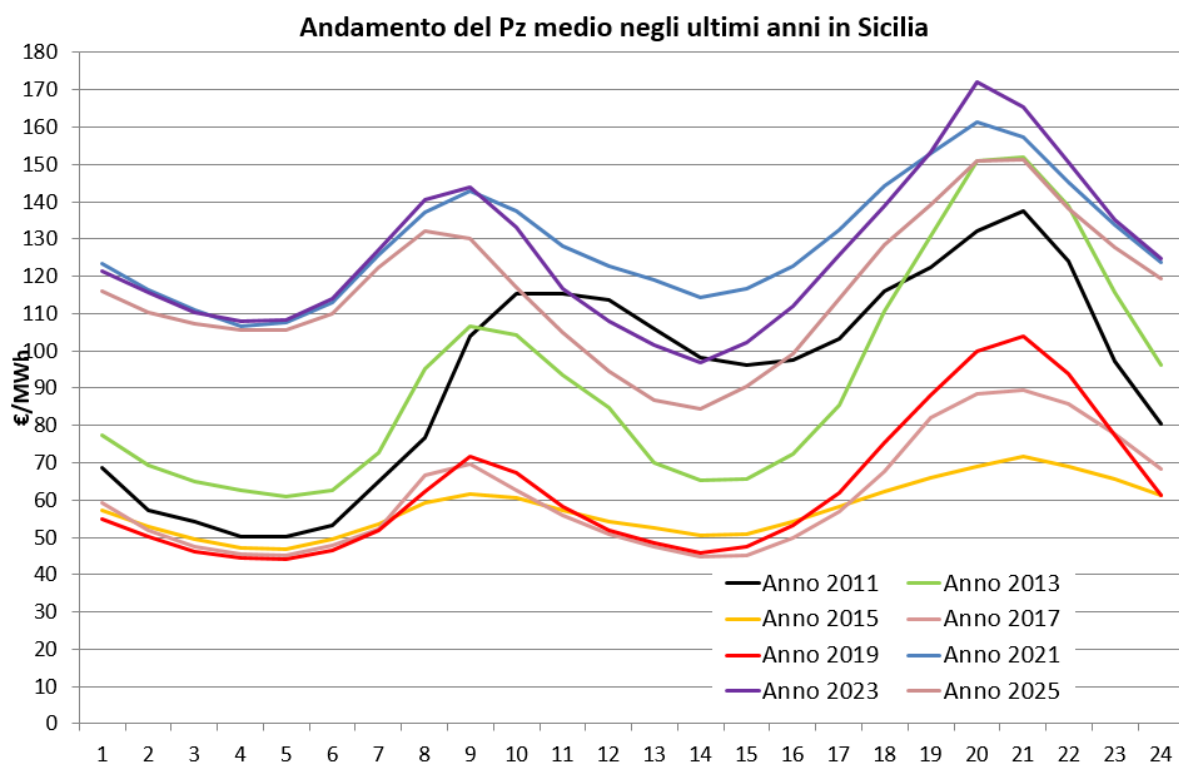
– figura 19 –



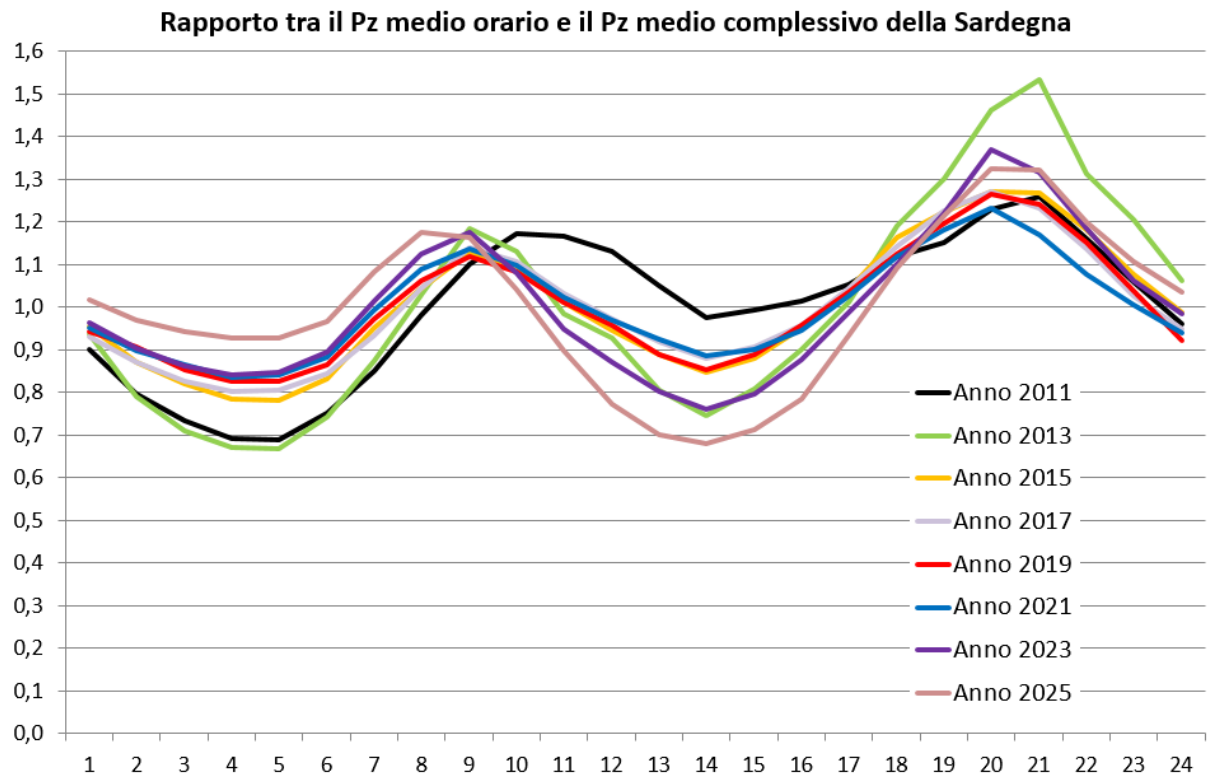
– figura 20 –



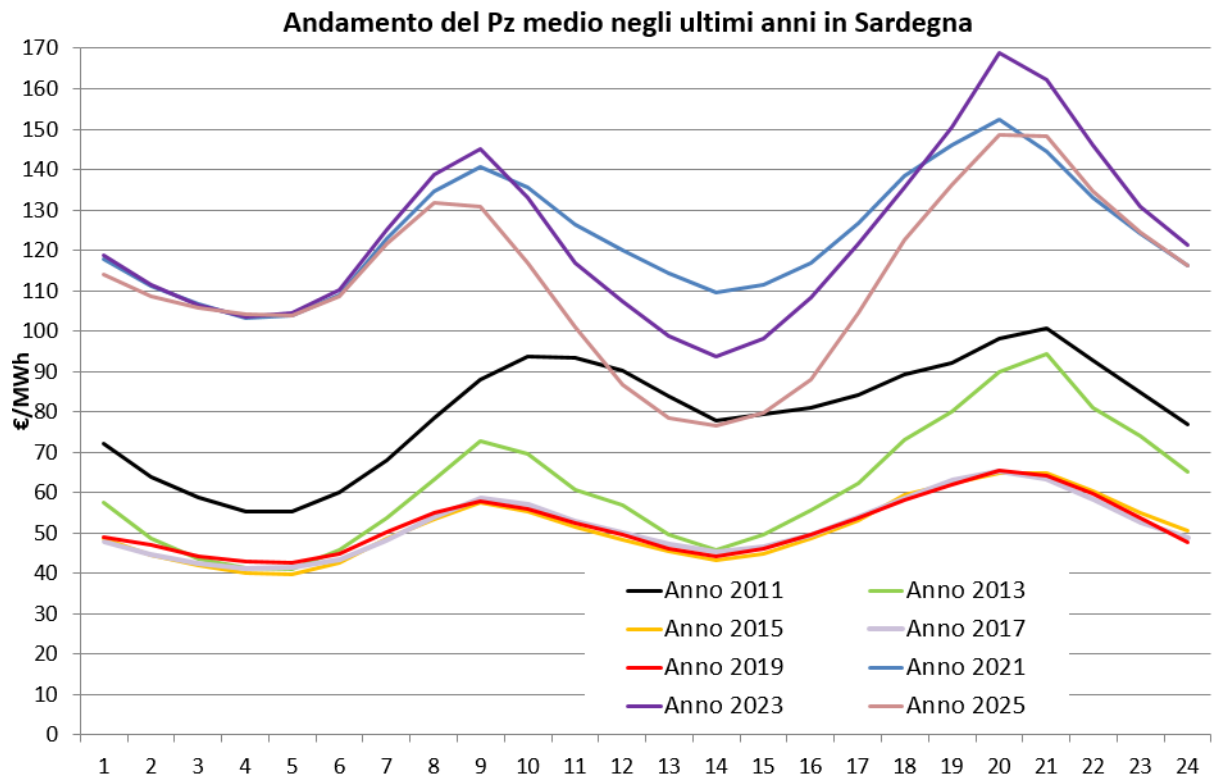
– figura 21 –



– figura 22 –



– figura 23 –



– figura 24 –

3. UTILIZZO, DA PARTE DI TERNA, DEI SERVIZI DI RIDUZIONE O DISTACCO DEGLI IMPIANTI NON PROGRAMMABILI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Già a partire dal 2010 (si veda, al riguardo, la deliberazione ARG/elt 5/10), l'Autorità ha previsto l'obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di modulazione straordinaria anche nel caso di impianti alimentati dalle "nuove" fonti rinnovabili di più elevata taglia. Successivamente tale obbligatorietà è stata estesa anche agli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione e aventi potenza uguale o superiore a 100 kW (si veda, al riguardo, la deliberazione 421/2014/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la procedura Righi vigente, basata sulla tecnologia GSM/GPRS e, a seguire la deliberazione 385/2025/R/eel con cui l'Autorità ha approvato la nuova procedura Righi, basata sulla tecnologia del Controllore Centrale di Impianto-CCI che inizierà a produrre i primi effetti nella primavera 2027). Questi servizi vengono attivati solo in caso di necessità, qualora non siano possibili altri interventi.

Terna ha fatto uso dei servizi di modulazione straordinaria soprattutto in relazione a impianti eolici connessi su alcune linee elettriche critiche, al fine di mantenere il sistema elettrico nazionale o porzioni di esso in condizioni di sicurezza.

Nell'anno 2025, sulle reti di alta e altissima tensione:

- per quanto riguarda gli impianti eolici, la mancata produzione complessiva attribuibile a modulazioni straordinarie a scendere è stata pari a circa 640 GWh (era 347,5 GWh nel 2024). I motivi principali che hanno reso necessaria l'attivazione della modulazione straordinaria a scendere sono stati congestioni⁴ (223 GWh), lavori programmati sulle reti (148 GWh) e l'eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento (188 GWh). Le zone di mercato maggiormente coinvolte sono risultate la zona Sud e Centro-Sud, rispettivamente con 257 GWh e 272 GWh di mancata produzione (83% del totale). Per le unità di produzione eoliche è definito un indice di affidabilità relativo all'esecuzione degli ordini di modulazione straordinaria: esso evidenzia, in generale, livelli di affidabilità elevati per gli impianti eolici, pari a circa il 90% con riferimento ai comandi impartiti. La mancata produzione eolica oggetto di remunerazione al prezzo zonale orario, nel 2025, è risultata pari a circa 545 GWh, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10⁵, per un totale di 32 milioni di euro;
- con riferimento agli impianti fotovoltaici, la mancata produzione complessiva attribuibile a modulazioni straordinarie a scendere è stata pari a circa 162 GWh (era 7,5

⁴ Le causali comprendono situazioni di rete integra, rete non integra per fuori servizio programmato, avarie di elementi di rete di proprietà Terna e avarie di elementi non di proprietà Terna, in presenza di violazioni dei criteri di sicurezza N e N-1.

⁵ Si ricorda che fino al 31 marzo 2025 non a tutta l'energia elettrica non prodotta da impianti eolici per effetto delle limitazioni imposte da Terna spettava la remunerazione: occorre infatti tenere conto della franchigia e dell'effetto del cosiddetto indice di affidabilità (IA) che valuta l'affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di riduzione della produzione eolica impartiti da Terna.

GWh nel 2024). I motivi principali che hanno reso necessaria l'attivazione della modulazione straordinaria a scendere sono stati l'eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento (64 GWh), le congestioni (58 GWh), i lavori programmati sulle reti (38 GWh). La zona di mercato maggiormente coinvolta è stata la zona Centro-Sud, con 101 GWh di mancata produzione (62% del totale);

- con riferimento agli impianti geotermoelettrici, sono state interessate da azioni di riduzione 4 unità di produzione, tutte ubicate in zona Centro-Nord. L'energia connessa alla mancata produzione di tali unità è stimabile in circa 0,85 GWh (33 GWh in meno rispetto al 2024) tutti imputabili ad attività programmate su elettrodotti a 132 kV;
- con riferimento agli impianti idroelettrici ad acqua fluente, la mancata produzione complessiva attribuibile a modulazioni straordinarie a scendere è stata pari a circa 52 GWh (era 33 GWh nel 2024). Il motivo principale che ha reso necessaria l'attivazione della modulazione straordinaria a scendere è stato l'eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento (48 GWh). La zona di mercato maggiormente coinvolta è stata la zona Nord, con 50 GWh di mancata produzione.

Anche nella primavera 2026 si è reso necessario il distacco degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili connessi alle reti di alta e altissima tensione. Limitando in questa sede le valutazioni preliminari alle esigenze di eccesso di generazione rispetto alla capacità di assorbimento, sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, la mancata produzione complessiva nella primavera 2026 è stata pari a circa 224 GWh da impianti eolici, 182 GWh da impianti fotovoltaici e 5 GWh da impianti idroelettrici, nei giorni festivi o nei fine settimana.

Per quanto riguarda le reti di media tensione, il distacco della generazione distribuita, nel corso del 2025, è stato attivato in 8 giornate primaverili (tra il 25 aprile e l'1 giugno 2025, nei giorni festivi o nei fine settimana), concentrate nei periodi in cui la combinazione di elevata produzione rinnovabile e ridotto fabbisogno elettrico ha generato criticità sistemiche non gestibili con i soli strumenti ordinari di dispacciamento e con la modulazione degli impianti su rete di alta tensione. La mancata produzione complessiva nel 2025 è stata pari a 52 GWh (di cui prevalentemente 18 GWh l'1 maggio e 15,5 GWh domenica 18 maggio).

Anche nella primavera 2026 si è reso necessario il distacco della generazione distribuita nei giorni (tipicamente festivi e prefestivi, quali il weekend di Pasqua, del 25 aprile e dell'1 maggio) caratterizzati da elevata produzione rinnovabile e ridotto fabbisogno elettrico. Sulla base dei dati preliminari al momento disponibili, la mancata produzione complessiva nella primavera 2026 è stata pari a circa 107 GWh (di cui prevalentemente 25 GWh l'1 maggio e 20 GWh la domenica di Pasqua 5 aprile).

Nel caso di impianti diversi dagli eolici, fino al 31 marzo 2025 non erano definite modalità di remunerazione della mancata produzione in quanto essa appariva poco rilevante e comunque non eccedente le franchigie entro le quali comunque non sarebbe stata erogata

nessuna remunerazione⁶. Con la deliberazione 128/2025/R/efr, per effetto delle segnalazioni di Terna in merito al potenziale incremento dell'impiego di modulazioni straordinarie a scendere a decorrere dalla primavera 2025, è stato esteso anche alle altre fonti non programmabili, dall'1 aprile 2025, il diritto alla remunerazione della mancata produzione derivante dalle modulazioni a scopo emergenziale: tale remunerazione è tuttora in corso di quantificazione e di erogazione.

4. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI: I REGIMI COMMERCIALI SPECIALI DI RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, oppure, per gli impianti fino a 500 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

4.1 Ritiro dedicato e prezzi minimi garantiti

Il ritiro dedicato, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dalla legge 239/04, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione 280/07, vigente dal 1 gennaio 2008.

Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque, ad eccezione degli impianti che beneficiano di incentivi di tipo *feed in tariff* (i quali già includono il valore dell'energia elettrica) e degli impianti che beneficiano degli incentivi di cui ai decreti interministeriali emanati dal 2012 in poi. Il ritiro dedicato viene infine obbligatoriamente applicato per cinque anni nel caso di impianti di produzione che accedono ai benefici fiscali definiti "Superbonus".

Il ritiro dedicato non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediario commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti e uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto, il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro

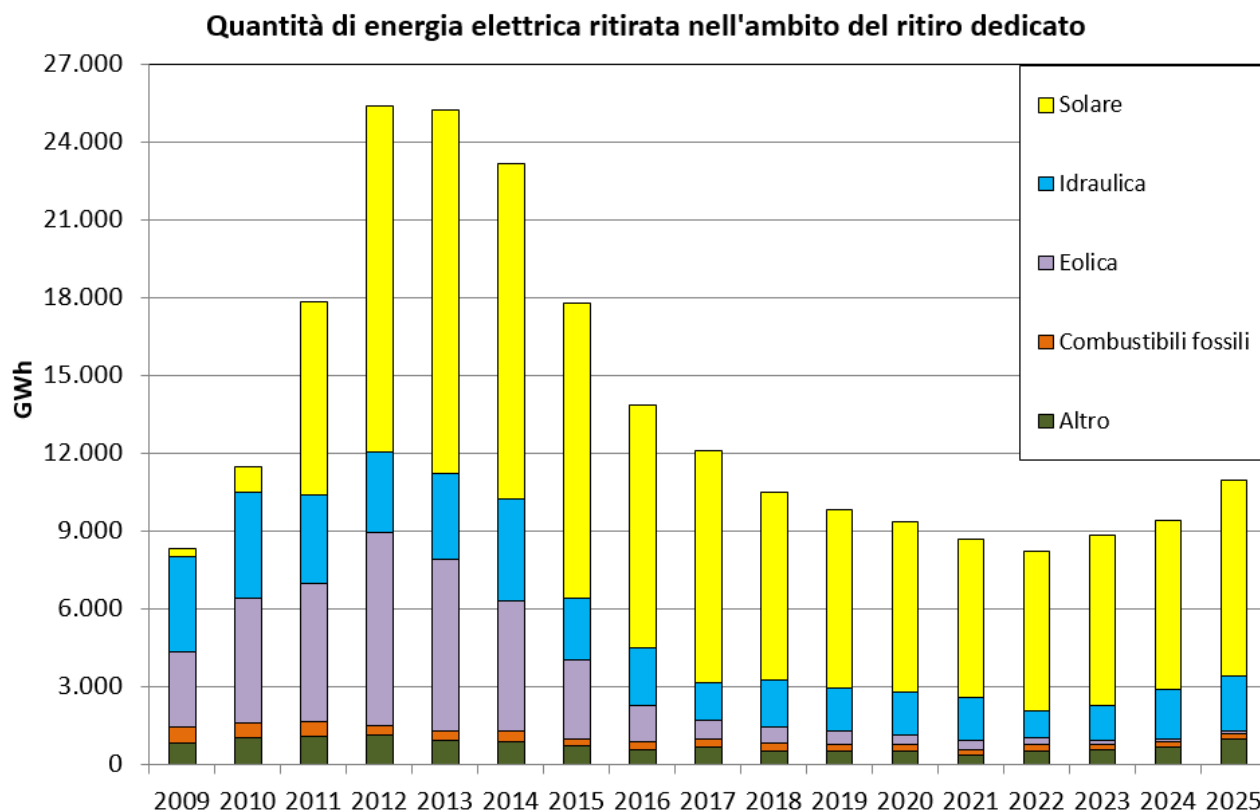
⁶ Il comma 3.7.5 del Codice di Rete di Terna prevede che, in generale, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 240 ore equivalenti. La deliberazione ARG/elt 5/10 ha previsto che, nel caso di impianti eolici, l'energia elettrica resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete sia pari all'energia producibile corrispondente a 80 ore equivalenti annue. Infine, la deliberazione 421/2014/R/eel ha previsto che, nel caso di impianti fotovoltaici, l'energia elettrica, resa non producibile a causa della modifica dei vincoli di offerta derivanti dai piani di indisponibilità di elementi di rete, sia pari all'energia producibile equivalente a 60 ore equivalenti annue.

commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa e al trasporto dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato), è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul MGP. L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: non vi sono costi in capo alla collettività in quanto anche i corrispettivi di sbilanciamento vengono interamente allocati ai produttori.

La figura 25 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato.

Più in dettaglio, nel 2025 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 10,9 TWh (in aumento rispetto all'anno precedente in cui essa è stata pari a 9,4 TWh), prodotta da 721.978 impianti (quasi 200.000 impianti in più rispetto al 2024, per effetto degli impianti fotovoltaici di piccolissima taglia ammessi a beneficiare del Superbonus la cui produzione elettrica è stata ceduta al GSE nell'ambito del ritiro dedicato), per una potenza complessiva di circa 15,6 GW (circa 2,8 GW di capacità in più rispetto ai dati di consuntivo 2024).



- figura 25 ⁷-

Qualora siano soddisfatti tutti i requisiti necessari per accedere al ritiro dedicato (su richiesta e indipendentemente dal fatto che vi accedano o meno), limitatamente ai primi 1,5 GWh immessi su base annua (ai primi 2 GWh nel solo caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), sono previsti i prezzi minimi garantiti (che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico) nel caso di impianti:

- fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che accedono agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi, oppure agli incentivi fissi definiti dai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011;
- idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW che accedono agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi;
- idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, che non accedono a meccanismi incentivanti.

Tali prezzi sono differenziati per fonte e hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali che non potrebbero essere

⁷ La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da rifiuti, da gas residuati dai processi di depurazione, da gas di discarica, da biogas, da biocombustibili liquidi, da biomasse solide, dalla fonte geotermica nonché gli impianti ibridi.

diversamente utilizzate e rappresentano, pertanto, una forma di tutela per tali impianti. Proprio in relazione alla loro finalità sono correlati ai costi variabili medi di esercizio e non anche ai costi di investimento. I prezzi minimi garantiti sono stati ridefiniti a partire dall'anno 2014, completando il loro allineamento ai costi effettivi di esercizio per le diverse fonti. Qualora, al termine di ciascun anno solare, il ricavo derivante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti sia inferiore al ricavo derivante dai prezzi zionali orari, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi zionali orari: pertanto, negli anni caratterizzati da elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica, i prezzi minimi garantiti potrebbero non dare nessun beneficio aggiuntivo rispetto ai prezzi di mercato stessi (soprattutto nel caso degli impianti fotovoltaici che hanno prezzi minimi garantiti bassi, correlati ai loro altrettanto bassi costi variabili).

Nel 2025, l'energia elettrica ritirata dal GSE che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 3,2 TWh, in aumento di 0,3 TWh rispetto ai dati di consuntivo del 2024. Tale energia è stata prodotta per lo più da impianti fotovoltaici (per circa il 54% dell'energia) e idroelettrici (per circa il 45% dell'energia).

Come consentito dall'articolo 15 della deliberazione 280/07, nel 2025 i prezzi minimi garantiti sono stati erogati per ulteriori 0,4 TWh di energia elettrica non ritirata dal GSE (prodotti per lo più da impianti fotovoltaici ed idroelettrici), in diminuzione di 0,1 TWh rispetto al 2024. In questi casi, qualora, al termine di ciascun anno solare, il ricavo derivante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti sia superiore al ricavo derivante dai prezzi zionali orari, il GSE riconosce al produttore la differenza.

I prezzi minimi garantiti impattano sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate⁸ in misura pari alla differenza tra i costi e i ricavi del GSE. Il loro impatto, pertanto, dipende fortemente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica: nel 2025 è stato pari a 165,8 milioni di euro tutti attribuibili a impianti idroelettrici (in aumento rispetto ai 103,5 milioni di euro nel 2024).

4.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è stato regolato dall'Autorità inizialmente con la deliberazione 28/06 (con il cosiddetto meccanismo *net metering*) e successivamente con la deliberazione ARG/elt 74/08 (con un meccanismo di compensazione economica) innovata, dal 1 gennaio 2013, dalla deliberazione 570/2012/R/efr. Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW,

⁸ Questo Conto è generalmente alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} in relazione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e dall'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM} in relazione alla frazione non biodegradabile dei rifiuti (finché presente), fatte salve diverse disposizioni legislative quali quelle adottate durante il periodo 1 ottobre 2021- 31 marzo 2023 per far fronte al caro bollette.

nonché agli impianti alimentati da fonti rinnovabili fino a 500 kW se entrati in esercizio dal 2015.

Lo scambio sul posto è uno strumento regolatorio che consente di compensare economicamente, nell'arco di un anno, le partite di energia elettrica immessa in rete in un'ora con quelle corrispondenti all'energia prelevata dalla rete in un'ora diversa.

Lo scambio sul posto è erogato dal GSE che prende in consegna l'energia elettrica immessa e la colloca sul mercato, riconoscendo all'utente dello scambio il valore dell'energia elettrica immessa (nei limiti del valore dell'energia prelevata: l'eventuale maggior valore viene erogato su richiesta dell'utente oppure è mantenuto come credito) e restituendo le componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata come se l'energia elettrica scambiata non avesse utilizzato la rete elettrica. Tale restituzione, di fatto, comporta la presenza di un incentivo implicito intrinseco. La differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e deriva dalla predetta restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata nonché dai corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori (pertanto non è influenzata dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica ma solo dal valore delle componenti tariffarie oggetto di restituzione).

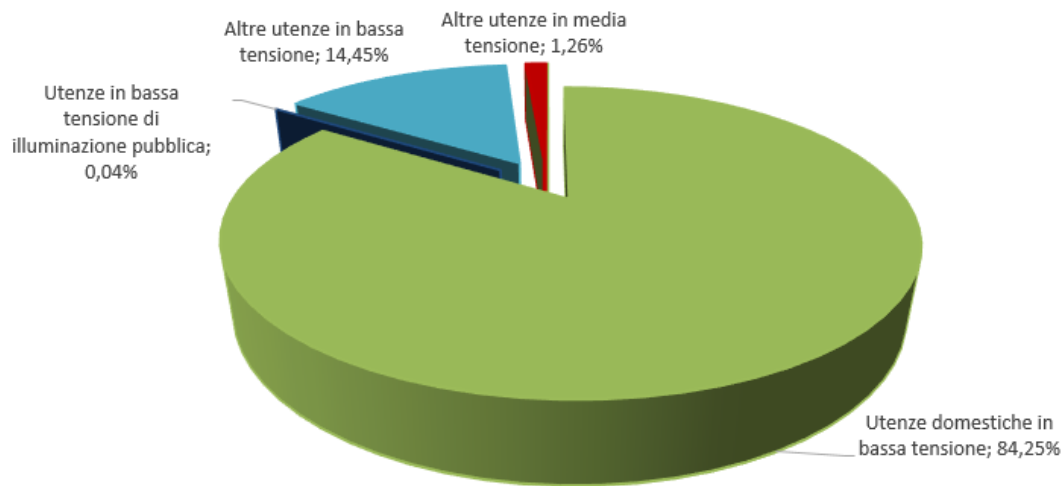
Nell'anno 2025, lo scambio sul posto ha interessato 1.230.904 impianti (quasi tutti fotovoltaici e 1.139 cogenerativi alimentati da fonti fossili) presso altrettanti clienti finali, per una potenza complessiva di circa 11,9 GW (+ 0,2 GW rispetto al 2024) e una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 4,1 TWh, ancora in aumento rispetto agli anni precedenti (nel 2024 è stata pari a circa 3,8 TWh), comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di circa 354 milioni di euro (90 milioni di euro in più rispetto al 2024).

La figura 26 evidenzia la ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per tipologia di cliente. Da essa emerge che la maggior parte degli impianti che beneficiano dello scambio sul posto sono realizzati presso clienti domestici.

L'articolo 4-ter, comma 4, del decreto-legge 181/2023, in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 199/21, prevede che l'Autorità, su proposta del GSE, disciplini le modalità per la graduale uscita dal servizio, a decorrere dal 31 dicembre 2024, degli impianti operanti in scambio sul posto. Con la deliberazione 457/2024/R/efr, l'Autorità ha previsto che le convenzioni di scambio sul posto non possano essere più rinnovate al raggiungimento del limite di quindici anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione della convenzione. Per quanto riguarda gli impianti di nuova realizzazione, invece, per effetto dell'articolo 9, comma 2, del decreto legislativo 199/21, essi

non possono più accedere allo scambio sul posto dal 29 maggio 2025⁹, cioè decorsi 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 che definisce i nuovi strumenti incentivanti. Gli impianti entrati in esercizio dopo tale data, pertanto, possono accedere ai nuovi strumenti incentivanti di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 o al ritiro dedicato.

**Ripartizione dell'applicazione dello scambio sul posto per
tipologia di clienti finali nell'anno 2025**



- figura 26. La ripartizione percentuale è riferita al numero degli utenti con scambio sul posto -

⁹ Ai sensi della deliberazione 78/2025/R/efr e come confermato dalla deliberazione 213/2025/R/efr, per tali impianti gli utenti dello scambio sono tenuti ad inoltrare al GSE l'istanza di accesso al regime di scambio sul posto non oltre il 26 settembre 2025.

5. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI: GLI STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE

5.1 Strumenti di incentivazione: introduzione e possibile classificazione

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione, anche molto differenti tra loro, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Convivono strumenti economici di prezzo (quali le *feed in tariff* e il *feed in premium*) oltre a obblighi e imposizioni (quali l'obbligo di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili previsto già dal decreto legislativo 28/11 nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e a strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo).

Gli strumenti economici di prezzo, oggetto della presente relazione, possono essere classificati in funzione della tipologia di impatto che hanno sulla collettività, tipicamente tramite le bollette elettriche (ad eccezione delle diverse scelte operate dal Governo dall'1 ottobre 2021 e fino al 31 marzo 2023, finalizzate ad azzerare le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema nel periodo caratterizzato da elevati valori del prezzo di mercato dell'energia elettrica). Limitando l'attenzione agli strumenti di incentivazione vigenti per l'intero territorio nazionale¹⁰, si individuano:

- **le tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)**. In questi casi, l'energia elettrica viene commercialmente ritirata dal GSE e da quest'ultimo viene collocata sui mercati all'ingrosso. Ai produttori, per ogni kWh immesso in rete, viene riconosciuta una tariffa fissa per un numero di anni che dipende dal decreto di riferimento, dalla fonte e dalla taglia dell'impianto di produzione: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo

¹⁰ Oltre agli strumenti qui descritti, si cita anche il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 che ha posto le basi per la definizione, da parte dell'Autorità, della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica sulle isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale. Essa consiste in:

- a) tariffe incentivanti per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non inferiore a 0,5 kW ed entrati in esercizio successivamente al 14 novembre 2018, in modalità *feed in tariff* per la quota di energia elettrica immessa in rete e in modalità *feed in premium* variabile (in funzione del prezzo medio annuo di mercato e di un valore medio annuo delle componenti variabili delle tariffe di trasporto nonché a copertura degli oneri generali di sistema) per la quota di energia elettrica istantaneamente consumata in sito;
- b) un premio addizionale (pari a 14 €/MWh) per l'energia elettrica prodotta netta da impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto.

In relazione all'anno 2025, 131 impianti di produzione (+ 19 impianti rispetto all'anno precedente) hanno beneficiato delle tariffe incentivanti previste dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, per un totale di circa 2.363 MWh di energia elettrica remunerata. Più nel dettaglio, circa 1.590 MWh di energia elettrica sono stati remunerati tramite *feed in tariff*, mentre circa 773 MWh di energia elettrica tramite *feed in premium*, comportando un impatto sul Conto alimentato dall'elemento AUC₄ARIM della componente tariffaria ARIM di quasi 74.000 euro.

unitario fisso per tutto il periodo di diritto all'incentivo. L'impatto delle *feed in tariff* sulla collettività è pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato e, quindi, è influenzato dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Pertanto, negli anni (come il 2022) caratterizzati da elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica, le *feed in tariff* non rappresentano più un costo per la collettività ma un ricavo, in quanto i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita dell'energia sul mercato superano i costi sostenuti dal GSE per il ritiro della medesima energia elettrica. Rientrano in questa fattispecie le *feed in tariff* previste:

- dal provvedimento Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto. Gli effetti del provvedimento Cip 6/92 sono terminati il 20 aprile 2021;
- dal decreto interministeriale 18 dicembre 2008 (che deriva, in merito a tali tariffe, dalla legge 244/07) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012¹¹;
- dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza fino a 1 MW entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013;
- dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza fino a 1 MW alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013;
- dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza fino a 500 kW alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare;
- dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, comunque di potenza fino a 250 kW;
- dal decreto ministeriale 22 dicembre 2023 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti cd. agrivoltaici aventi potenza fino a 200 kW;
- dal decreto ministeriale 19 giugno 2024 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici, eolici off-shore, fotovoltaici *floating* sia *off-shore* che su acque interne e gli impianti alimentati da energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, che presentano caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, di potenza fino a 300 kW (con riduzione a 200 kW dal 1 gennaio 2026);

¹¹ Ad eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 che ha previsto eccezioni in relazione alla data ultima di entrata in esercizio.

- dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, di potenza fino a 200 kW.

Le *feed in tariff*, quindi, consentono di stabilizzare i ricavi dei produttori per tutto il periodo di diritto e, al tempo stesso, consentono di stabilizzare anche i costi complessivamente sostenuti dai clienti finali;

- il ***feed in premium fisso***. In questi casi, l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, indipendentemente dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata e/o autoconsumata) e dell'incentivo. Un incentivo di tipo *feed in premium* fisso rappresenta sempre un costo per la collettività e non dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Rientrano in questa fattispecie gli incentivi fissi definiti da:
 - i decreti interministeriali 28 luglio 2005, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 (ad eccezione di alcuni impianti che, già nell'ambito del decreto interministeriale 19 maggio 2011, hanno beneficiato delle *feed in tariff*), per la produzione da impianti fotovoltaici;
 - i decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 4 luglio 2019 per la sola produzione da impianti fotovoltaici destinata all'autoconsumo in sistemi semplici di produzione e consumo o per altre premialità appositamente individuate¹²;
 - i decreti ministeriali 16 settembre 2020 e 7 dicembre 2023¹³ per la sola produzione destinata all'autoconsumo diffuso (quale, ad esempio, quello realizzato nell'ambito di comunità energetiche o gruppi per l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini);
- il ***feed in premium variabile a una via appositamente definito in sostituzione dei Certificati Verdi (CV)***. Esso viene riconosciuto all'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV ed è pari al prodotto tra un coefficiente moltiplicativo differenziato per fonte (compreso tra 0,8 e 1,8) e il 78%

¹² Ad esempio, nel caso del decreto interministeriale 4 luglio 2019:

- per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW i cui moduli fotovoltaici sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto viene riconosciuto un premio addizionale pari a 12 €/MWh;
- per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito viene riconosciuto un premio addizionale pari a 10 €/MWh nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che, su base annua, l'energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

¹³ Più precisamente, gli incentivi previsti dal decreto ministeriale 7 dicembre 2023 sono in parte *feed in premium* fissi e in parte *feed in premium* variabile a una via: vengono convenzionalmente inseriti nell'ambito dei *feed in premium* fissi perché tale parte è preponderante.

della differenza, se positiva, tra 180 €/MWh e il prezzo medio di mercato dell'anno precedente (con alcune eccezioni previste dall'articolo 19 del decreto ministeriale 6 luglio 2012). Pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata e/o autoconsumata) dell'ora corrente e dell'incentivo che, a sua volta, è correlato ai prezzi medi di mercato dell'anno solare precedente. Questo incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, seppur con effetto ritardato di un anno, e rappresenta un costo per la collettività al più nullo (nel 2023, ad esempio, ha rappresentato un costo per la collettività pressoché nullo, per effetto dei prezzi medi di mercato del 2022 superiori a 180 €/MWh). Essendo un *feed in premium* variabile a una via, non può mai rappresentare un ricavo per la collettività;

- il ***feed in premium variabile a una via***. In questi casi, l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, se positiva, tra una tariffa spettante¹⁴ e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario, pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata) dell'ora corrente e dell'incentivo che, a sua volta, è correlato al prezzo medio di mercato della medesima ora. Di fatto, questo strumento consente ai produttori di beneficiare, per il periodo di diritto, di un ricavo unitario almeno pari alla tariffa incentivante che, a seconda dei casi, dipende dalla fonte, dalla taglia dell'impianto di produzione e dagli esiti delle procedure concorsuali ove previste. Questo incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e rappresenta un costo per la collettività, al più nullo (nel 2022, per la prima volta, ha avuto un costo complessivo pressoché nullo per effetto degli elevati prezzi di mercato). Essendo un *feed in premium* variabile a una via, non può mai rappresentare un ricavo per la collettività. Rientrano in questa fattispecie i *feed in premium* variabili di cui:
 - al decreto interministeriale 5 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 1 MW entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013;
 - al decreto interministeriale 6 luglio 2012 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza superiore a 1 MW alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1 gennaio 2013;
 - al decreto interministeriale 23 giugno 2016 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza superiore a 500 kW alimentati da fonte rinnovabile, limitatamente agli incentivi derivanti dalle procedure ad asta esplicita.

¹⁴ La tariffa spettante, a sua volta, può essere un valore amministrato oppure l'esito di procedure concorsuali, secondo le declinazioni puntualizzate nei decreti ministeriali di riferimento.

Un altro esempio di *feed in premium* variabile a una via è costituito dai prezzi minimi garantiti introdotti dall'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23 (come modificato dall'articolo 5- bis del decreto-legge 63/24) e dell'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 181/23 rispettivamente per gli impianti alimentati da biogas e biomasse e per gli impianti alimentati da bioliquidi;

- il ***feed in premium variabile a due vie***. In questi casi, l'incentivo consiste in un premio che viene riconosciuto ai produttori aventi diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete e pari alla differenza, positiva o negativa, tra una tariffa spettante⁹ e il prezzo zonale orario: pertanto, i produttori beneficiano di un ricavo unitario, pari alla somma dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (o del valore dell'energia contrattualizzata) dell'ora corrente e dell'incentivo che, a sua volta, è correlato al prezzo medio di mercato della medesima ora (e che può assumere valori negativi). Di fatto, questo strumento consente ai produttori di beneficiare, per il periodo di diritto, di un ricavo unitario pari alla tariffa incentivante che, a seconda dei casi, dipende dalla fonte, dalla taglia dell'impianto di produzione e dagli esiti delle procedure concorsuali ove previste. Questo incentivo dipende dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica nella medesima ora, e può rappresentare un costo o un ricavo per la collettività (nel 2022, per la prima volta, ha comportato un ricavo per la collettività, per effetto degli elevati prezzi di mercato). Rientrano in questa fattispecie i *feed in premium* variabili di cui:
 - al decreto interministeriale 23 giugno 2016 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti di potenza superiore a 500 kW alimentati da fonte rinnovabile, ad eccezione degli incentivi derivanti dalle procedure ad asta esplicita;
 - al decreto interministeriale 4 luglio 2019 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, di potenza superiore a 250 kW;
 - al decreto ministeriale 22 dicembre 2023 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti cd. agrivoltaici aventi potenza superiore a 200 kW;
 - al decreto ministeriale 19 giugno 2024 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici, eolici off-shore, fotovoltaici *floating* sia *off-shore* che su acque interne e gli impianti alimentati da energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, di potenza non inferiore a 300 kW (non inferiore a 200 kW dal 1 gennaio 2026);
 - al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, di potenza non inferiore a 200 kW.

Il *feed in premium* variabile a due vie è quindi uno strumento che consente di stabilizzare i ricavi dei produttori per tutto il periodo di diritto e, al tempo stesso, consente di stabilizzare anche i costi complessivamente sostenuti dai clienti finali.

Nel seguito sono riprese e aggiornate le considerazioni già esposte nella Relazione 344/2025/I/efr, facendo riferimento ai dati resi disponibili dal GSE e aggiornati a marzo 2026. Le considerazioni di dettaglio seguono un percorso “storico” correlato all’evoluzione dei diversi strumenti di sostegno adottati con il passare del tempo.

In chiusura, vengono riportate altre considerazioni complessive sulla base della classificazione di cui al presente paragrafo.

5.2 Incentivi sostitutivi dei Certificati verdi (CV)

A partire dall’anno 2016, all’energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del meccanismo dei CV viene riconosciuto un incentivo sostitutivo equivalente, fino al termine dei rispettivi periodi incentivanti.

Come già anticipato, tale incentivo sostitutivo è un *feed in premium* variabile a una via erogato dal GSE per la quantità di energia elettrica prodotta netta, il cui valor unitario è correlato all’andamento dei prezzi medi di mercato dell’anno precedente: per l’anno 2026, al netto del già citato coefficiente differenziato per fonte, è pari a 50,45 €/MWh, in diminuzione rispetto all’anno precedente per effetto dell’aumento dei prezzi di mercato dell’energia elettrica nel 2025 rispetto a quelli registrati nel 2024.

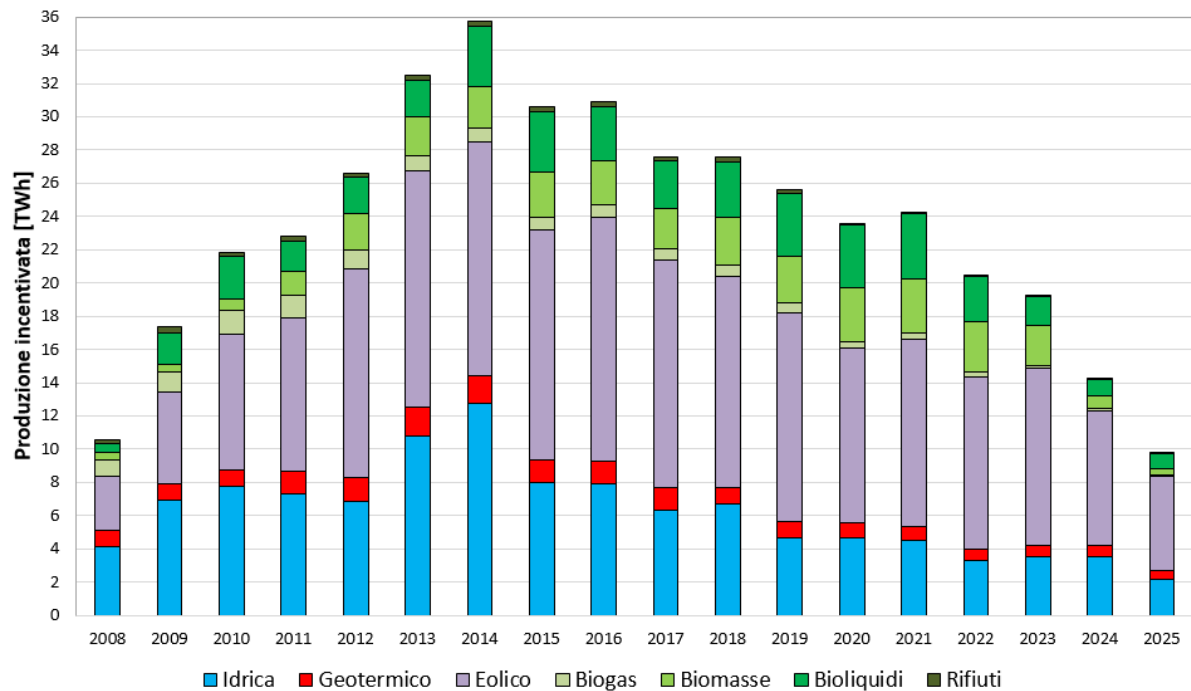
Alcune eccezioni sono previste dall’articolo 19 del decreto ministeriale 6 luglio 2012: ad esempio, nel solo caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, il valore unitario dell’incentivo è costante e pari al prezzo medio di mercato registrato nel 2010 (84,34 €/MWh).

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV è stata pari a circa 9,8 TWh nell’anno 2025, a fronte di circa 14,3 TWh nel 2024 ([figura 27](#)) a causa della progressiva riduzione del numero di impianti incentivati. Si ricorda che la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con gli incentivi sostitutivi dei CV si è azzerata dal 2022.

Gli oneri associati agli incentivi sostitutivi dei CV sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate: tali oneri, nel 2025, sono pari a 562 milioni di euro, in riduzione rispetto ai 627 milioni di euro del 2024 a causa del progressivo termine del periodo di incentivazione, come evidenziato in [figura 28](#). Non sono più presenti incentivi erogati alla frazione non biodegradabile dei rifiuti.

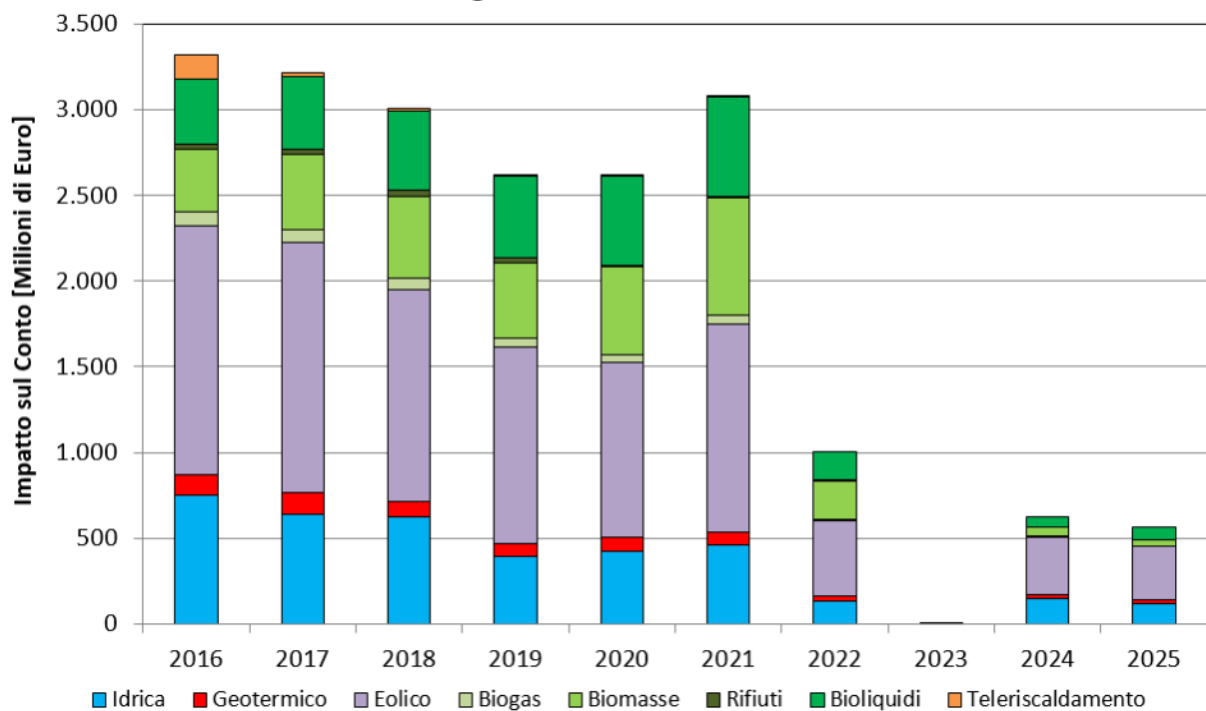
Nei prossimi anni si attende un progressivo calo dell’energia elettrica incentivata con questo strumento per effetto della conclusione dei periodi di diritto all’incentivo.

Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con i certificati verdi e relativi sostituti dal 2008 ad oggi



- figura 27 -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate derivante dagli incentivi sostitutivi dei Certificati Verdi



5.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07

La tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff* applicato all'energia elettrica immessa da impianti fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici) alimentati da diverse fonti rinnovabili ad eccezione della fonte solare. L'onere complessivo per la collettività deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata e dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e include anche i corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

Nell'anno 2025, la quantità di energia elettrica incentivata è stata pari a circa 6,5 TWh (in diminuzione di circa 1 TWh rispetto all'anno precedente), immessa in rete da 1.821 impianti (2.633 impianti nel 2024) per una potenza complessiva di circa 1.099 MW (1.519 MW nel 2024).

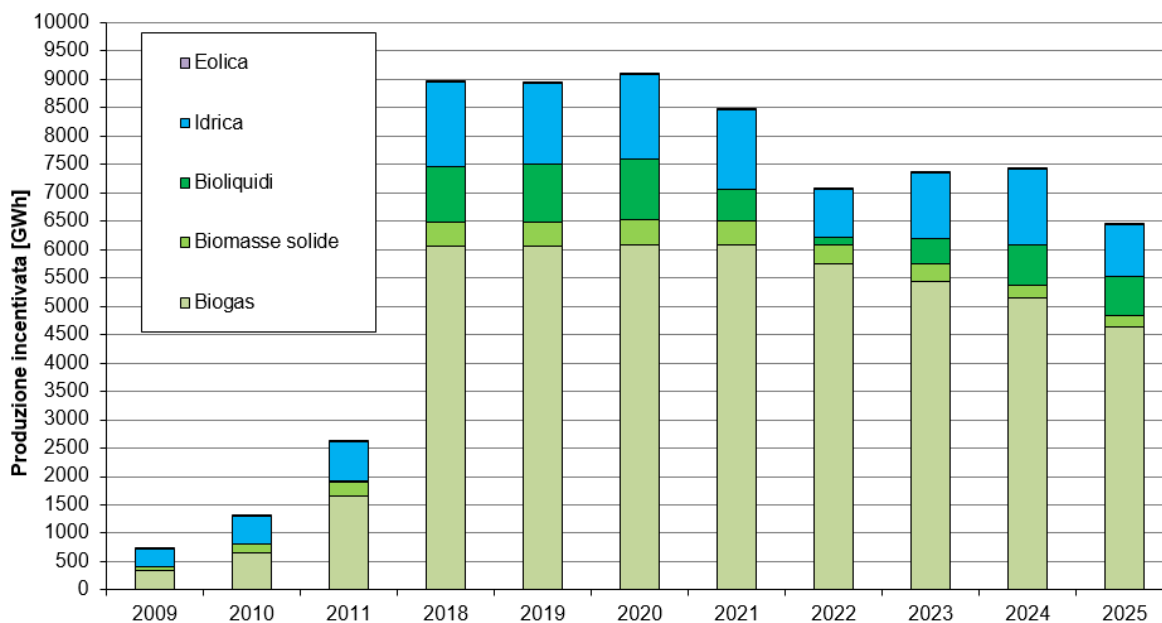
La figura 29 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva.

Nell'anno 2025 il costo netto per il sistema è risultato pari a circa 977 milioni di euro, in riduzione rispetto al 2024 (circa 1.178 milioni di euro) sia per effetto dell'aumento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica sia per la progressiva riduzione degli impianti incentivati.

La figura 30 rappresenta l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato all'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 e per lo più attribuibile agli impianti alimentati da biogas.

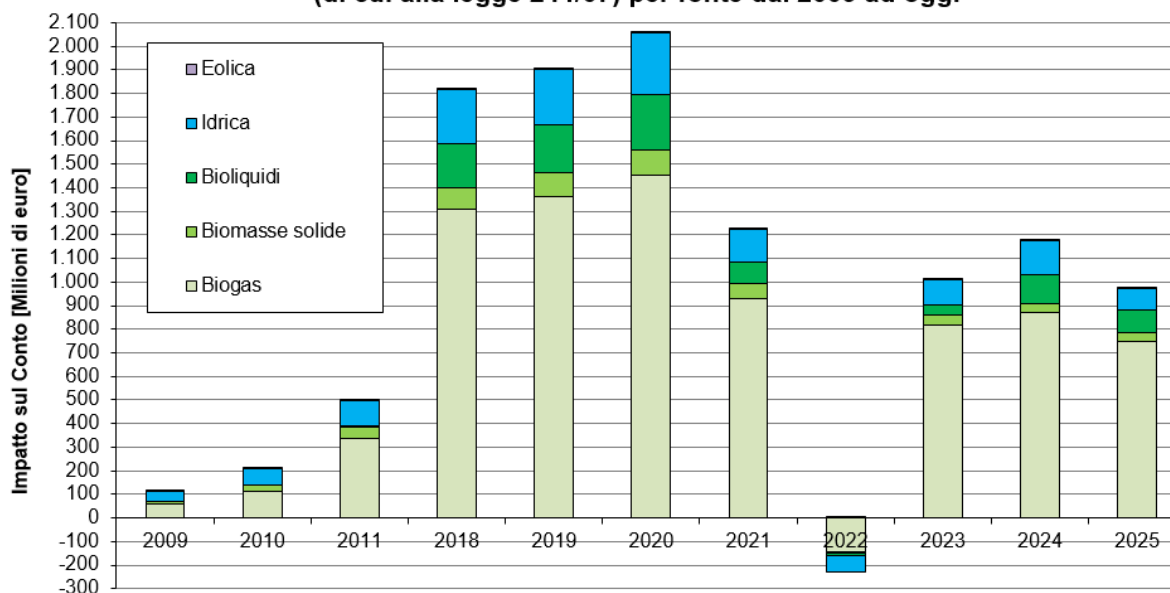
Per i prossimi anni, si attende un progressivo calo nella produzione incentivata con questo strumento perché a partire dal 2023 hanno iniziato a terminare i periodi di diritto all'incentivo.

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 29 ¹⁵ -

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 30 ¹⁵ -

¹⁵ La voce "biogas" comprende anche gli impianti alimentati da gas di discarica, da gas residuati dai processi di depurazione e da rifiuti.

5.4 Incentivi per gli impianti fotovoltaici nell'ambito dei cd. "conti energia"

L'incentivazione degli impianti fotovoltaici in Italia è stata introdotta con il decreto interministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto interministeriale 6 febbraio 2006 (I conto energia); successivamente, è stata rinnovata dal decreto interministeriale 19 febbraio 2007 (II conto energia), dal decreto interministeriale 6 agosto 2010 (III conto energia), dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 (IV conto energia) e, infine, dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia). Ai sensi di quest'ultimo, gli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici non trovano più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno, come comunicata dall'Autorità sulla base degli elementi forniti dal GSE. Il predetto trentesimo giorno solare è stato il 6 luglio 2013, come già evidenziato con la deliberazione 250/2013/R/efr.

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio costante riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto¹⁶.

Con il V conto energia:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva (*feed in tariff*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché a un premio (*feed in premium costante*) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario (*feed in premium variabile a una via*), nonché a un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito (*feed in premium costante*),

ferme restando le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento. I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

L'onere complessivo derivante dagli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici è posto a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata, nonché:

- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva riconosciuta all'energia elettrica immessa, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere

¹⁶ Con l'unica eccezione degli impianti ammessi a beneficiare del IV conto energia ed entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, per i quali l'incentivo ha la forma di una tariffa fissa onnicomprensiva in relazione all'energia elettrica immessa e di un premio per l'energia elettrica consumata in sito.

viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica, diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi e può diventare negativo (cioè un ricavo per la collettività);

- nel caso in cui l'incentivo sia un premio fisso riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, non viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;
- nel caso in cui l'incentivo sia un premio variabile a una via riconosciuto per l'energia elettrica prodotta netta e immessa in rete, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, è influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e può al più essere nullo.

L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2025 è stato pari a circa 5,76 miliardi di euro (nel 2024 è stato pari a circa 5,59 miliardi di euro). ¹⁷L'effetto del cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal decreto-legge 91/14 in diverse accezioni nel caso di impianti di potenza superiore a 200 kW¹⁸.

L'energia elettrica incentivata, nel 2025, è stata pari a circa 19,3 TWh, in relazione a 546.103 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW (nel 2024, è stata pari a circa 18,9 TWh, in relazione a 546.677 impianti per una capacità complessiva pari a circa 17,6 GW). Più in dettaglio, nel 2025:

- 98.327 impianti di potenza totale pari a circa 1,4 GW hanno beneficiato dei meccanismi *feed in tariff* per quasi 1,0 TWh di energia elettrica comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 78 milioni di euro;
- 447.658 impianti di potenza totale di poco inferiore a 16 GW hanno invece beneficiato del *feed in premium* fisso per 18 TWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 5,68 milioni di euro;
- 118 impianti di potenza totale pari a circa 275 MW hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via per 313 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 4,2 milioni di euro.

¹⁸ L'articolo 26, comma 3, del decreto legge 91/14 prevede che, a decorrere dal 1 gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW è rimodulata, a scelta dell'operatore, sulla base di una delle opzioni di seguito indicate:

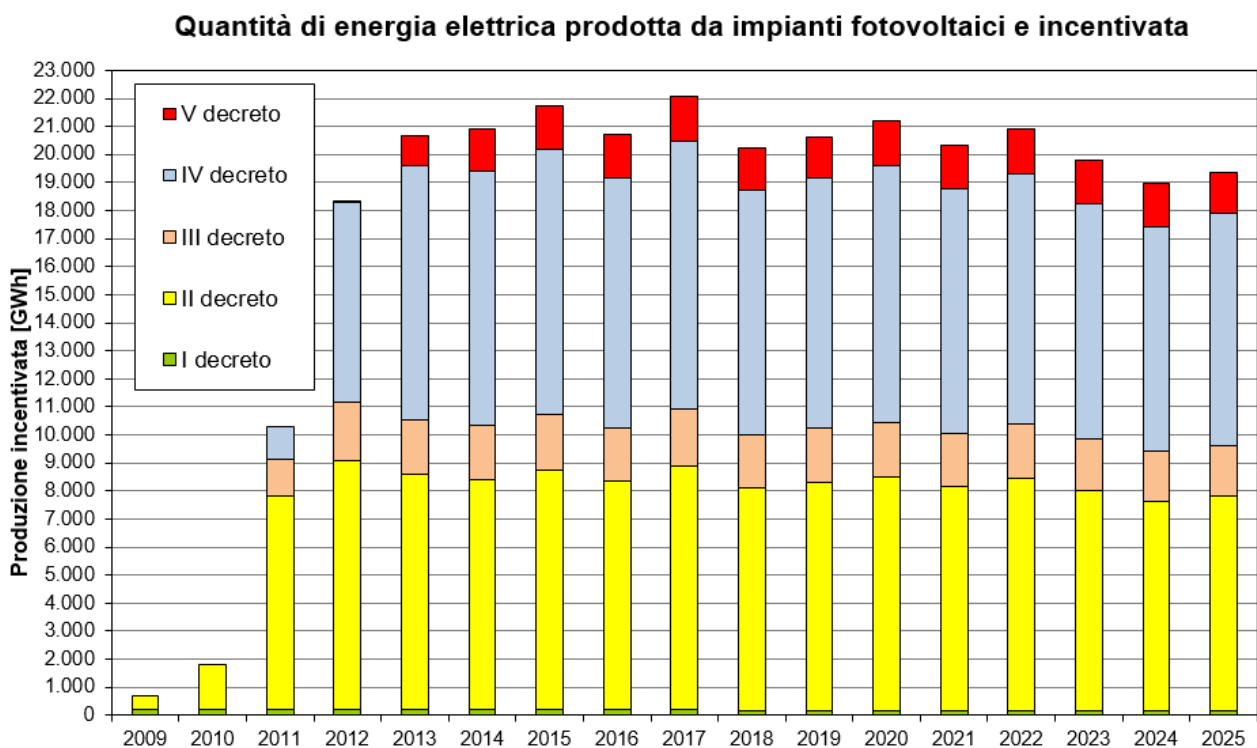
- l'opzione a) prevede che la tariffa sia erogata per un periodo di 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, e sia ricalcolata di conseguenza secondo una percentuale di riduzione dipendente dal periodo residuo di incentivazione;
- l'opzione b) stabilisce che, fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono state stabilite con il decreto ministeriale 17 ottobre 2014;
- l'opzione c) prevede che, fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa sia ridotta di una quota percentuale dipendente dalla potenza nominale dell'impianto.

In caso di mancata comunicazione, trova applicazione l'opzione c).

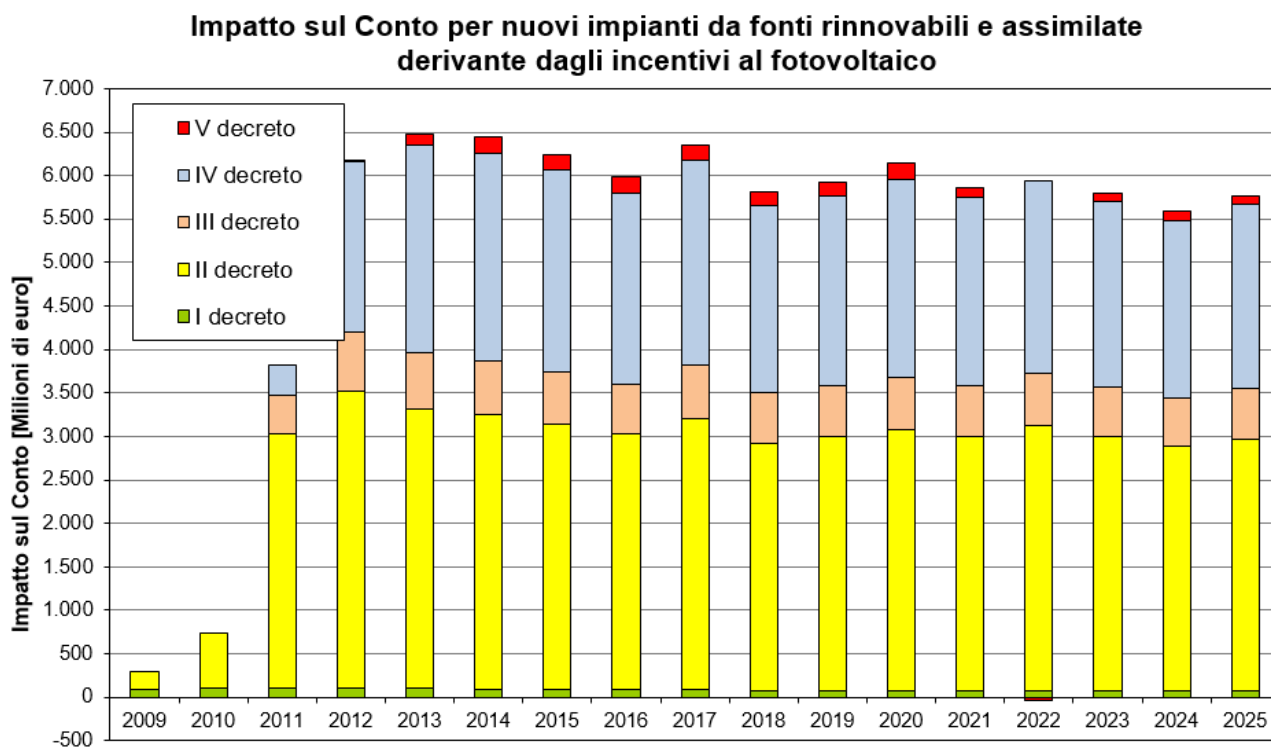
Inoltre, è stato erogato il premio sul consumo in sito (che, come sopra ricordato, spetta ove non è già presente un incentivo sull'intera quantità di energia elettrica prodotta) in relazione a circa 0,4 TWh, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 45 milioni di euro.

La quantità di energia elettrica incentivata è attesa piuttosto stabile nei prossimi anni poiché non vengono più assegnati incentivi per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione e i periodi di incentivazione termineranno solo dal 2026; anche l'impatto per la collettività è atteso piuttosto stabile perché gli incentivi sono prevalentemente premi costanti.

La figura 31 evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell'anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La figura 32 evidenzia l'evoluzione dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate associato agli impianti fotovoltaici. Si nota che, in relazione al solo anno 2022, l'impatto relativo al V conto energia è negativo (anziché positivo) poiché esso prevede esclusivamente strumenti quali la *feed in tariff* e il *feed in premium* a una via.



– figura 31 –



– figura 32 –

5.5 Tariffe incentivanti introdotte dai decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 per gli impianti diversi dai fotovoltaici

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e comprensiva di eventuali premi spettanti, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium variabile* a una via). Nel caso di impianti aventi potenza nominale superiore a 5 MW (10 MW di potenza nominale di concessione per gli impianti idroelettrici; 20 MW per gli impianti geotermoelettrici), il valore della tariffa incentivante viene stabilito in esito alle procedure concorsuali.

Il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016 prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 500 kW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia e comprensiva di eventuali premi spettanti, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 500 kW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari a:
 - a) la differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile a una via), nel caso di impianti che accedono al meccanismo tramite aste (cioè impianti aventi potenza nominale superiore a 5 MW);
 - b) la differenza, positiva o negativa, tra la tariffa incentivante costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile a due vie), nel caso di impianti che accedono al meccanismo direttamente o tramite registri.

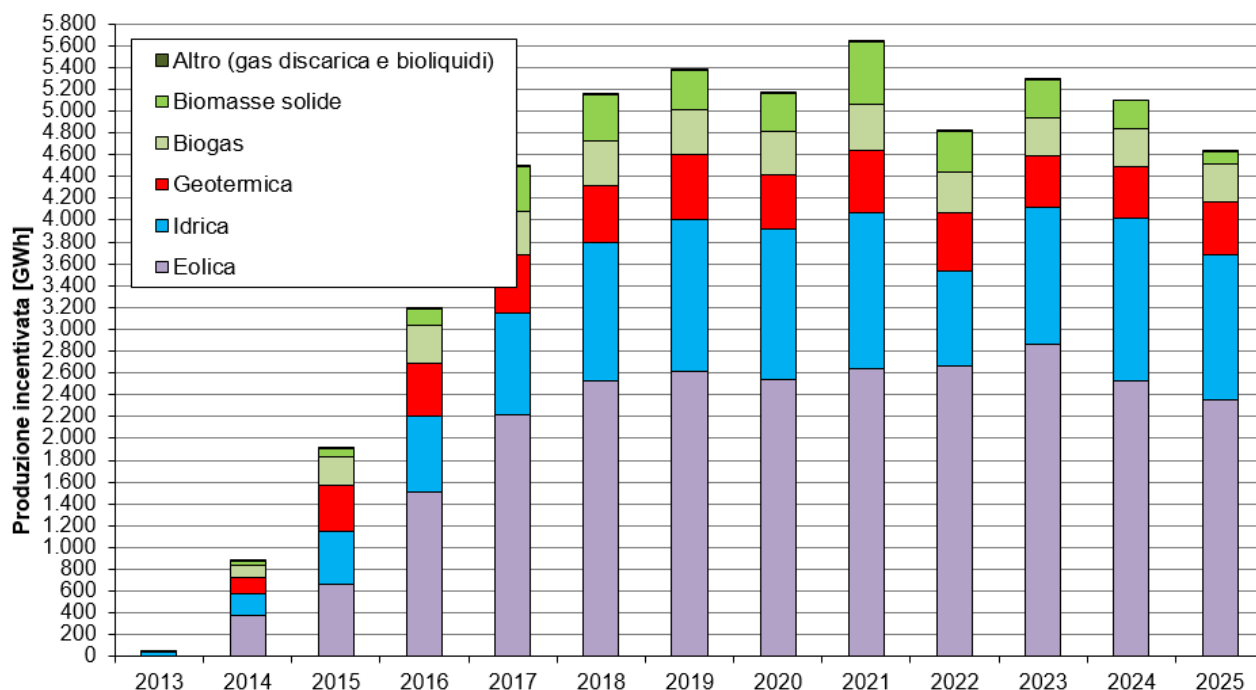
Per entrambi i decreti rimangono ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva). Non è previsto nessun premio sul consumo in sito.

L'impatto sulla collettività dei decreti interministeriali 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata e:

- nel caso di impianti che beneficiano di *feed in tariff*, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza può essere positiva o negativa e dipende dai prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli impianti che beneficiano di *feed in premium* variabile a una via, dall'incentivo erogato dal GSE. Tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi, fino a diventare potenzialmente nullo;
- nel caso degli impianti che beneficiano di *feed in premium* variabile a due vie, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo (e quindi l'impatto sulle bollette elettriche), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi, fino a diventare potenzialmente negativo.

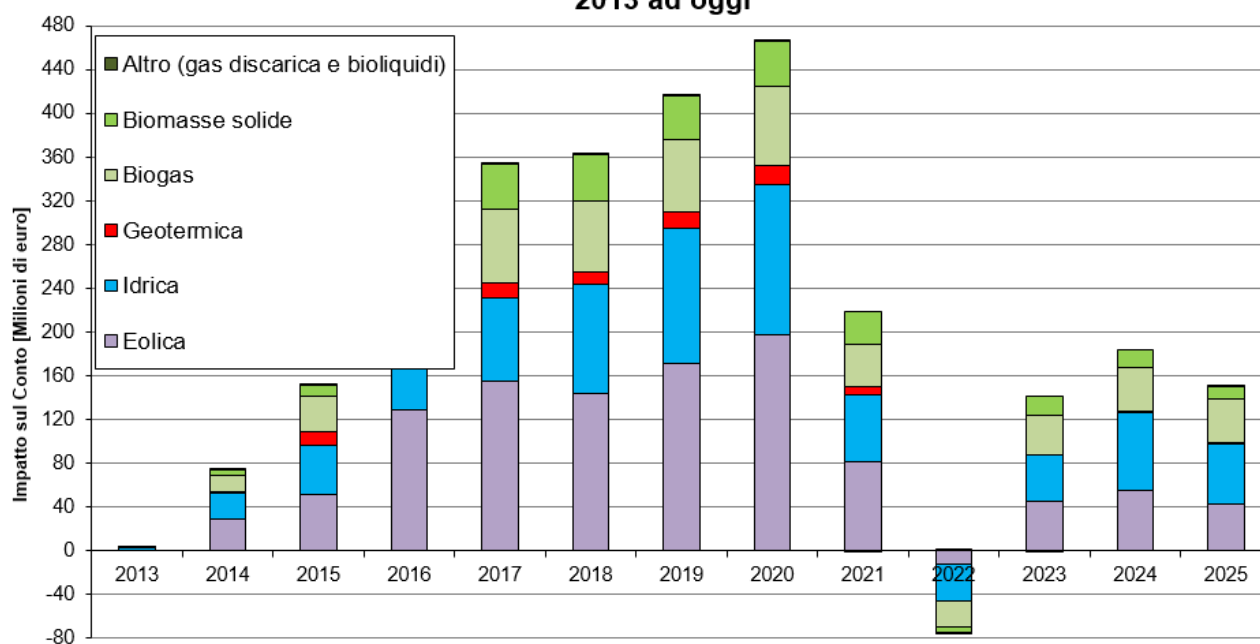
Per quanto riguarda gli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012, le figure 33 e 34 evidenziano rispettivamente la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, suddivisi per fonte, dal 2013 al 2025 (dati di preconsuntivo). Con riferimento alla quantità di energia elettrica incentivata, il totale è aumentato da 48 GWh nel 2013 sino a circa 4.629 GWh nel 2025, principalmente per effetto di impianti eolici (2.354 GWh nel 2025) e idroelettrici (1.323 GWh nel 2025). Per quanto concerne l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, il totale è aumentato da un valore complessivo di 3,5 milioni di euro nel 2013 fino a circa 467 milioni di euro nel 2020 poi diminuiti, per effetto dei più elevati prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, a 151 milioni di euro nel 2025.

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012
per fonte dal 2013 ad oggi**



– figura 33 –

**Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate
dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per fonte dal
2013 ad oggi**



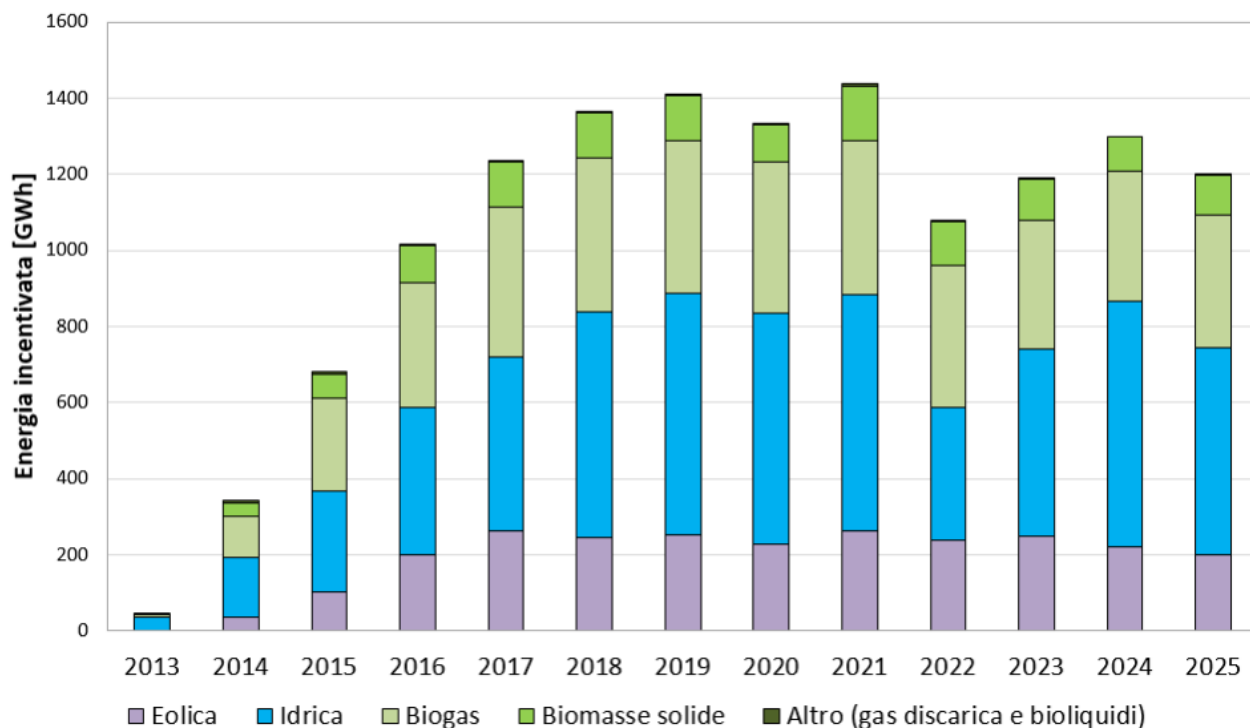
– figura 34 –

Inoltre, volendo analizzare la distinzione per tipologia di strumento, in relazione all'anno 2025:

- 2.625 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.200 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 118 milioni di euro;
- 86 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo direttamente o tramite registri, per 958 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 11 milioni di euro;
- 52 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste, per 2.470 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 22 milioni di euro.

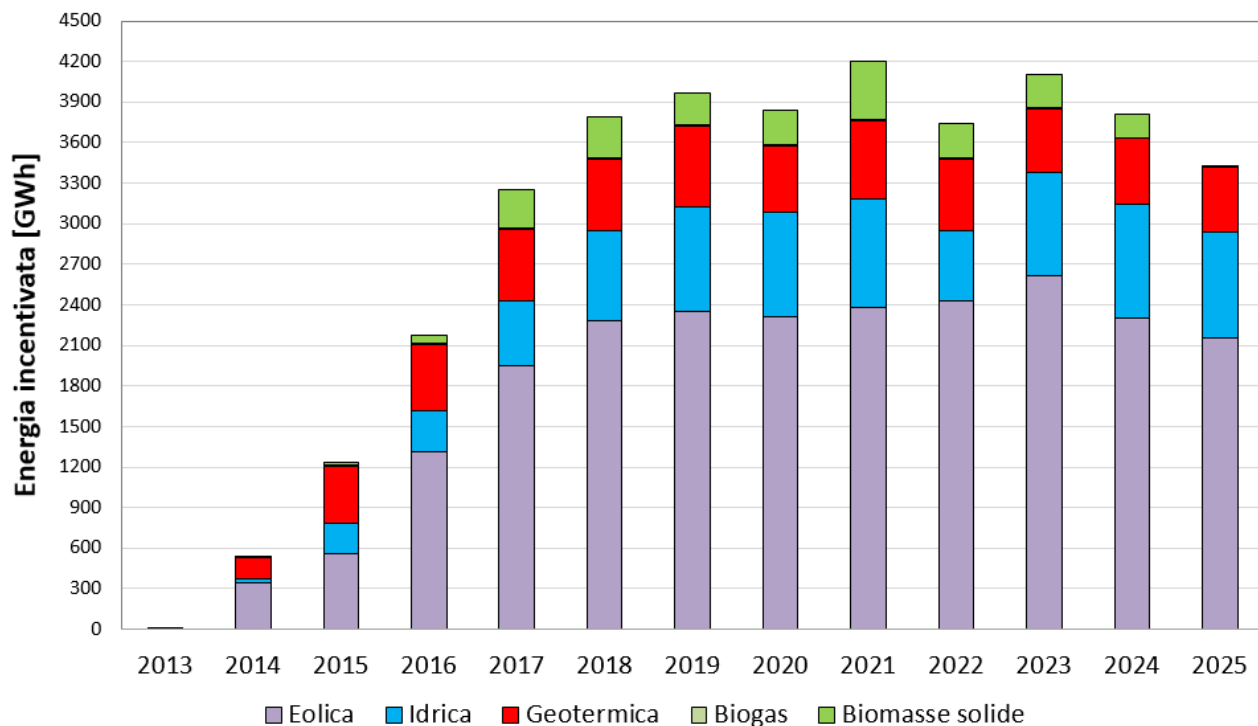
Le figure 35 e 36 evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium* variabile. Si nota che, negli ultimi anni, l'energia elettrica prodotta da biogas e biomasse ha beneficiato prevalentemente della *feed in tariff*, mentre tutta l'energia elettrica incentivata prodotta da impianti geotermoelettrici e la maggior parte dell'energia elettrica prodotta da impianti eolici ha beneficiato del *feed in premium* variabile. Tale distinzione non è invece marcata per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici, che è ripartita piuttosto equamente tra i due strumenti.

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per
fonte dal 2013 ad oggi - incentivo *feed in tariff***



– figura 35 –

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 6 luglio 2012 per
fonte dal 2013 ad oggi - incentivo *feed in premium***



– figura 36 –

Per quanto riguarda il successivo decreto interministeriale 23 giugno 2016, sulla base dei dati dell'anno 2025, l'energia incentivata è stata pari a circa 3.550 GWh (in significativo aumento rispetto ai circa 828 GWh del 2018), anche in questo caso prodotta principalmente da impianti eolici (2.051 GWh) e idroelettrici (757 GWh). Tale energia incentivata ha comportato un costo in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a circa 131 milioni di euro.

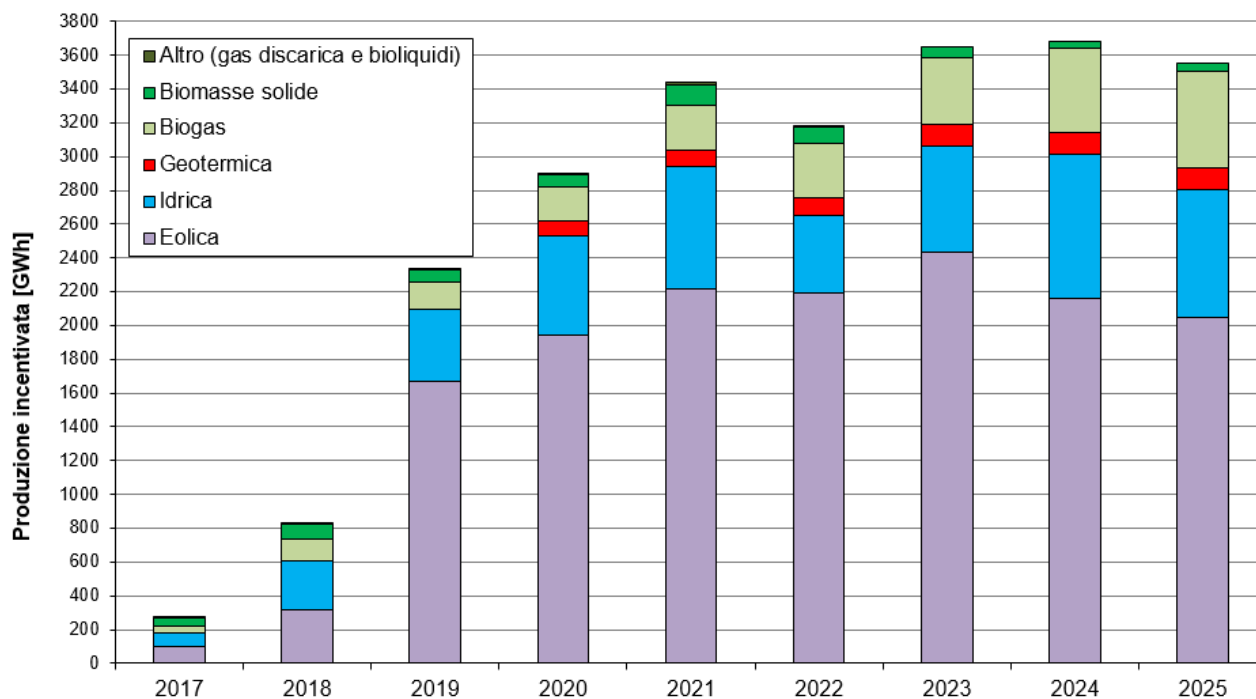
Anche in questo caso, volendo analizzare la ripartizione per tipologia di strumento incentivante, nel 2025:

- 3.098 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 1.000 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di 117 milioni di euro. Tale energia è circa equi-ripartita tra impianti eolici, idroelettrici e impianti alimentati da biogas e biomasse;
- 112 impianti hanno beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 754 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di 5 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti idroelettrici;
- 39 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a una via accedendo tramite aste (tutti impianti eolici, di cui uno *off-shore*), per 1.786 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di quasi 9 milioni di euro.

Le [figure 37](#) e [38](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016. Le figure non riportano i valori relativi all'anno 2016 (8,7 GWh di energia incentivata per un costo pari a circa 1,7 milioni di euro) in quanto non rilevanti.

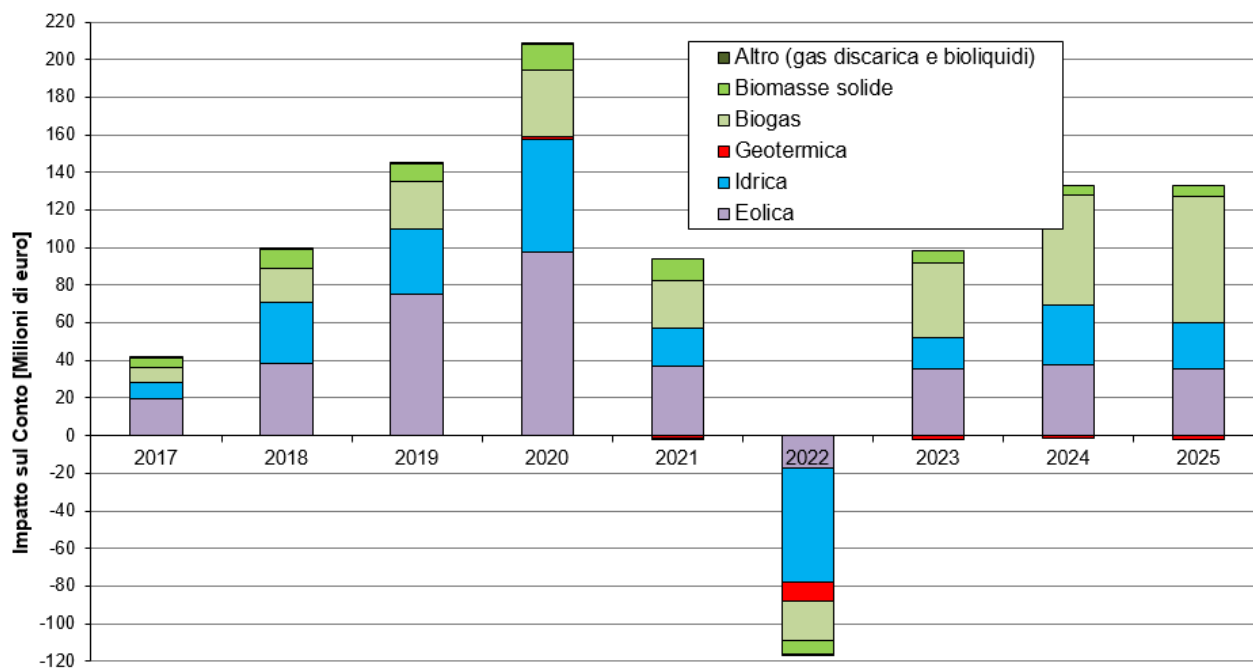
Le [figure 39](#) e [40](#) evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium* variabile. Si nota che, negli ultimi anni, l'energia elettrica prodotta da biogas e biomasse ha beneficiato prevalentemente della *feed in tariff*, mentre tutta l'energia elettrica incentivata prodotta da impianti geotermoelettrici e la maggior parte dell'energia elettrica prodotta da impianti eolici ha beneficiato del *feed in premium* variabile.

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi



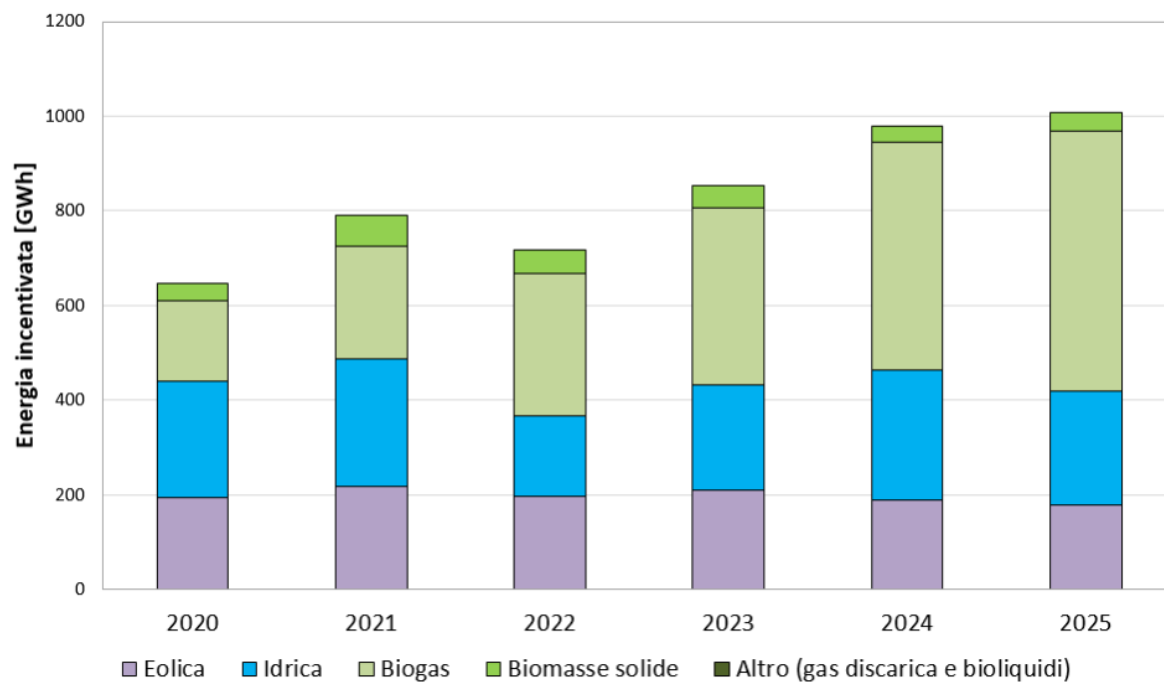
– figura 37 –

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016 per fonte dal 2017 ad oggi



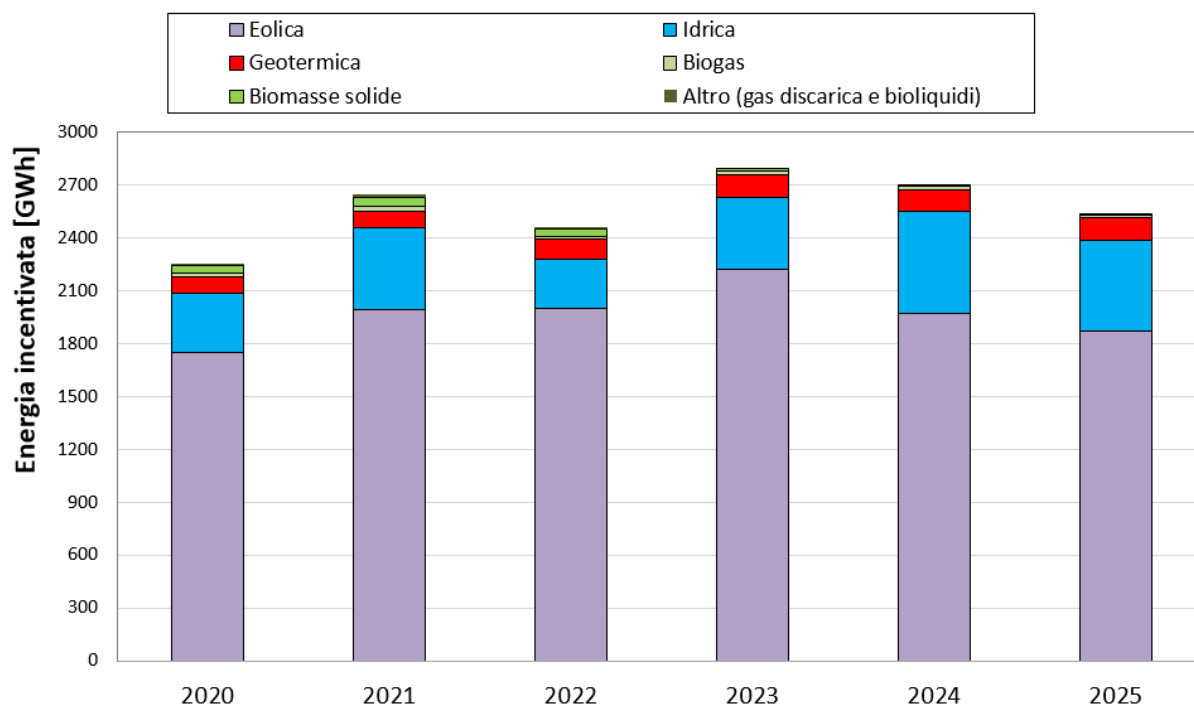
– figura 38 –

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016
per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in tariff***



– figura 39 –

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 23 giugno 2016
per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in premium***



– figura 40 –

5.6 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 4 luglio 2019

Il decreto interministeriale 4 luglio 2019 prevede che:

- siano incentivati gli impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e alimentati gas residuati dai processi di depurazione;
- i richiamati impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 250 kW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva, differenziata per fonte e per taglia, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*);
- i richiamati impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale superiore a 250 kW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), a un incentivo pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa base costante, differenziata per fonte e per taglia, e il prezzo zonale orario (*feed in premium* variabile a due vie). Nel caso di impianti aventi potenza nominale superiore o uguale a 1 MW, il valore della tariffa incentivante viene stabilito in esito alle procedure concorsuali;
- gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta a un premio addizionale pari a 12 €/MWh;
- gli impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici abbiano diritto a un premio addizionale, pari a 10 €/MWh, per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito, a condizione che, su base annua, l'energia elettrica autoconsumata sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

Rimangono ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

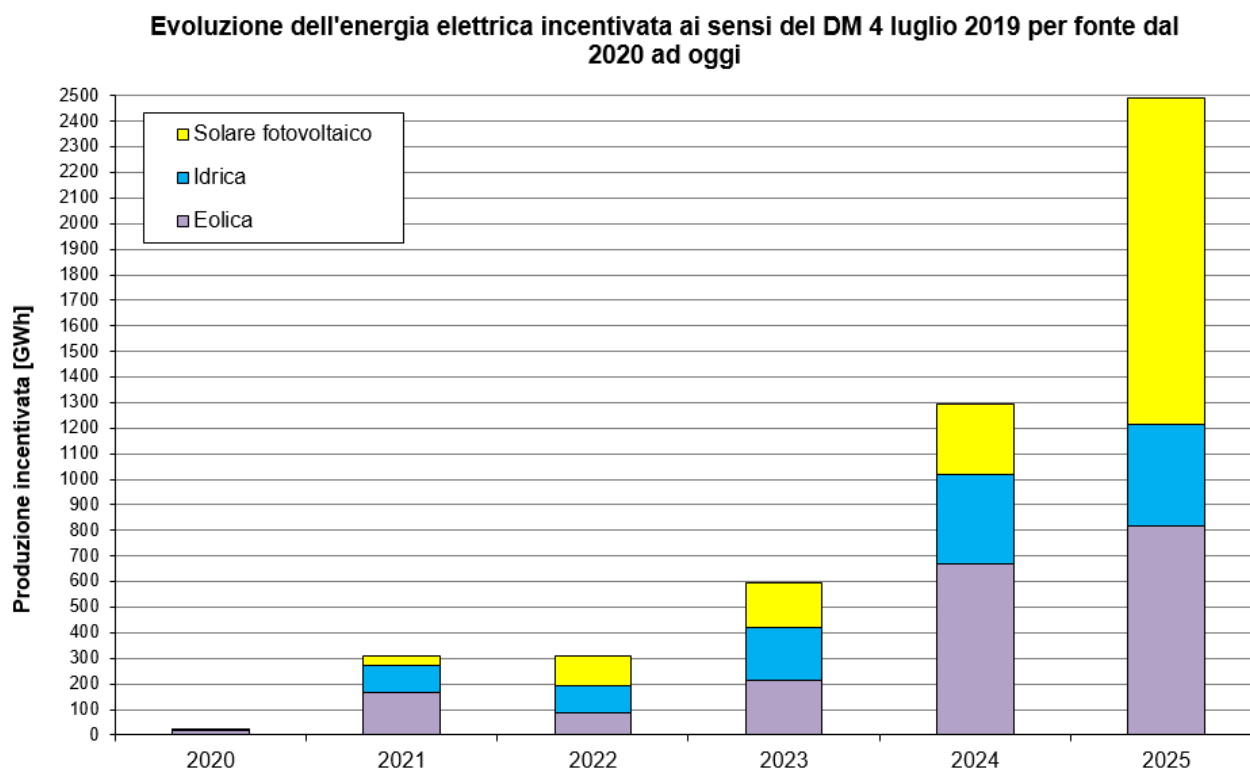
L'impatto derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e deriva dalla quantità di energia elettrica incentivata e:

- nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza può essere negativa negli anni caratterizzati da elevati prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. I corrispettivi di sbilanciamento vengono allocati ai produttori;
- nel caso degli altri impianti, dall'incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo, per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e diminuisce all'aumentare dei medesimi prezzi fino a diventare negativo;
- dagli eventuali premi addizionali precedentemente descritti.

Sulla base dei dati dell'anno 2025, l'energia incentivata è stata pari a 2.491 GWh (in aumento rispetto ai 1.296 GWh dell'anno precedente, per effetto dell'aumento del numero di impianti incentivati). Tale energia incentivata ha comportato un impatto in capo al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate pari a circa -28 milioni di euro, dovuto all'aumento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica. Più in dettaglio, in relazione all'anno 2025:

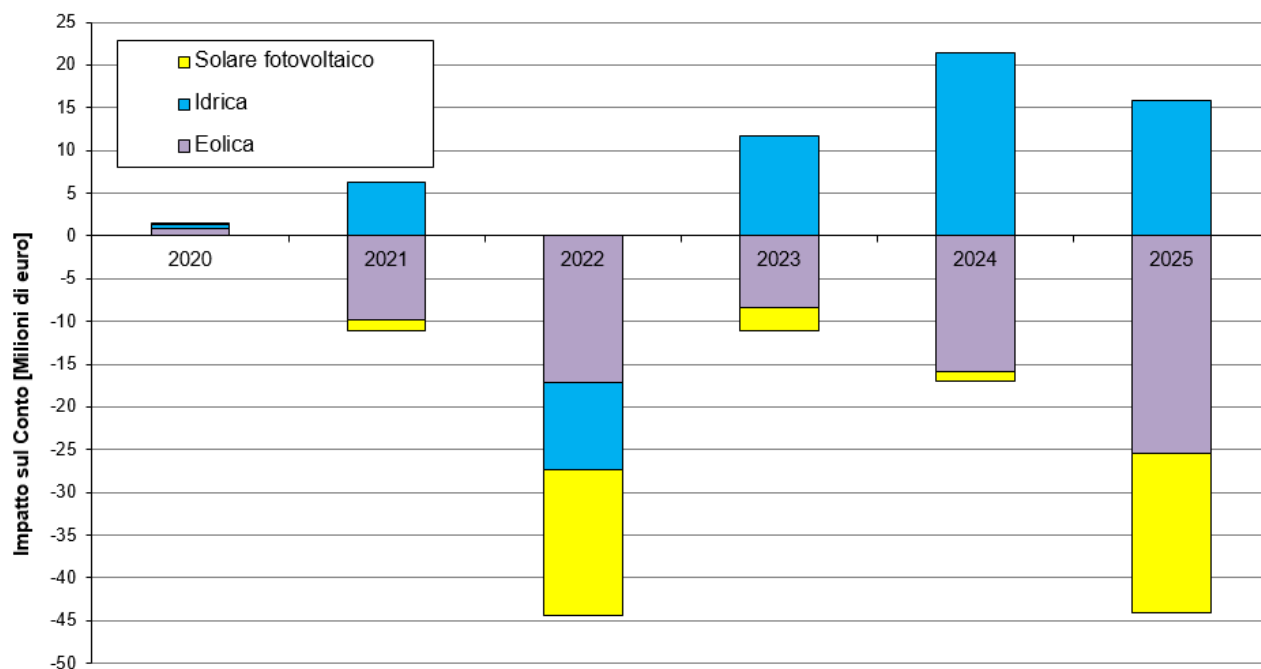
- 1.192 impianti hanno beneficiato della *feed in tariff* per circa 269 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di 12 milioni di euro. Tale energia è prevalentemente attribuibile a impianti idroelettrici;
- 735 impianti hanno beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite registri, per 1.016 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di circa 9 milioni di euro. Tale energia è prodotta prevalentemente da impianti eolici;
- 99 impianti hanno invece beneficiato del *feed in premium* variabile a due vie accedendo tramite aste, per 1.206 GWh di energia elettrica, comportando un impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate negativo di circa -49 milioni di euro.

Le [figure 41](#) e [42](#) evidenziano la quantità di energia elettrica incentivata e l'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dovuto agli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019. Le [figure 43](#) e [44](#) evidenziano l'energia incentivata per ciascuna fonte per gli impianti che hanno beneficiato rispettivamente di incentivi *feed in tariff* e *feed in premium* variabile.



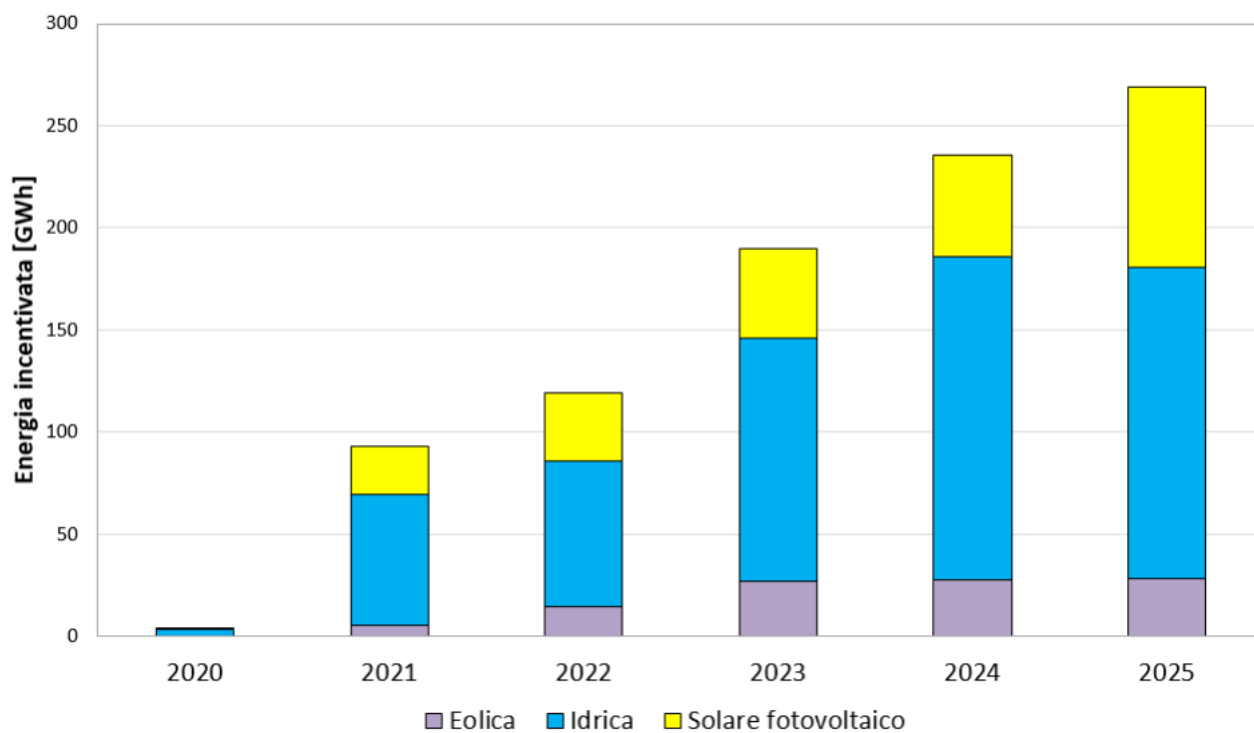
– figura 41 –

Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per fonte dal 2020 ad oggi



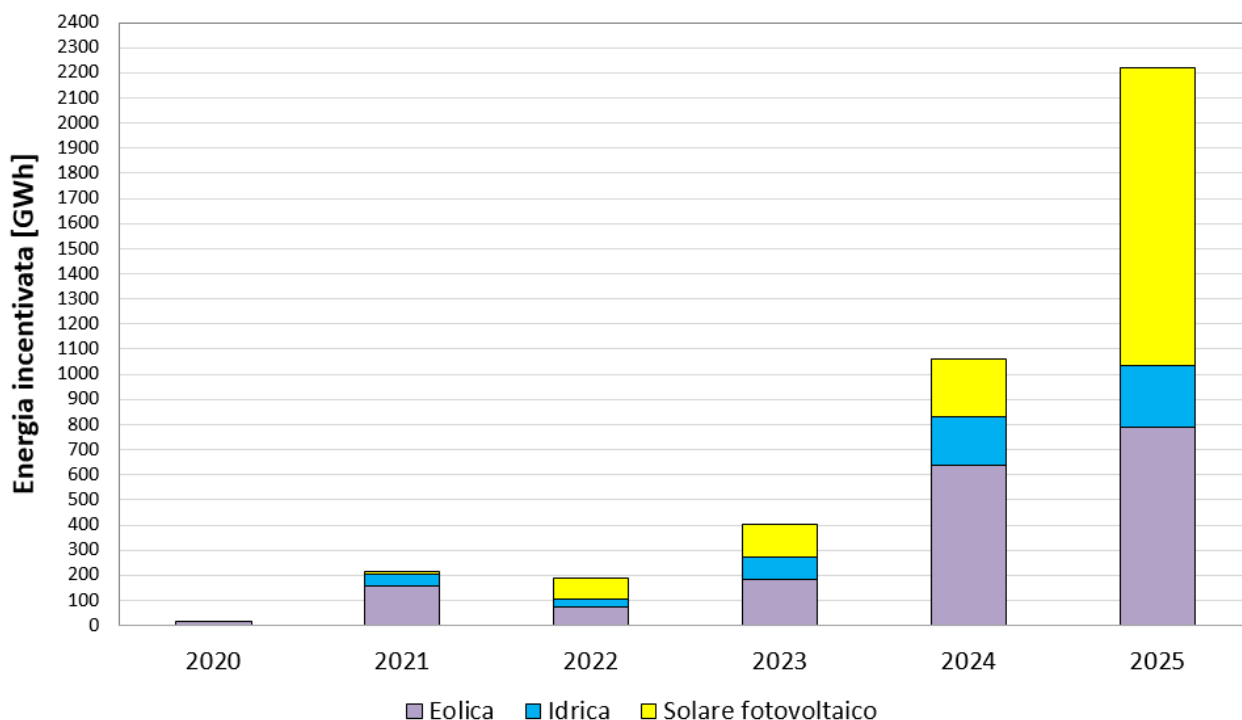
– figura 42 –

Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in tariff*



– figura 43 –

**Evoluzione dell'energia elettrica incentivata ai sensi del DM 4 luglio 2019 per
fonte dal 2020 ad oggi - incentivo *feed in premium***



– figura 44 –

5.7 Prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da bioliquidi, biogas e biomasse

Per effetto dell'articolo 3-ter, comma 1, del decreto-legge 57/23 (come modificato dall'articolo 5- bis del decreto-legge 63/24) e dell'articolo 5, comma 2, del decreto-legge 181/23, i prezzi minimi garantiti trovano applicazione, indipendentemente dalla modalità scelta di cessione o utilizzo dell'energia elettrica:

- dal 28 luglio 2023, nel caso di impianti alimentati da biogas e biomasse che hanno terminato (per scadenza naturale o per rinuncia) il periodo di diritto all'incentivazione; l'Autorità ha definito la quantificazione dei prezzi minimi garantiti con la deliberazione 132/2024/R/eel;
- dal 10 dicembre 2023, nel caso di impianti alimentati da bioliquidi in esercizio a tale data (in tale caso, i prezzi minimi garantiti sono integrativi, e non sostitutivi, di eventuali incentivi erogati ai produttori); l'Autorità ha definito la quantificazione dei prezzi minimi garantiti con la deliberazione 306/2024/R/eel.

Qualora, al termine di ciascun anno solare, il ricavo derivante dall'applicazione dei predetti prezzi minimi garantiti sia superiore al ricavo derivante dai prezzi zonali orari (o, nel caso di impianti alimentati da bioliquidi, derivanti dai prezzi zonali orari e dagli incentivi spettanti), il GSE riconosce al produttore la differenza.

Nell'anno 2025, i prezzi minimi garantiti sono stati erogati per 2,98 TWh di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da biomasse aventi potenza complessiva pari a 583 MW, 0,44 TWh da impianti alimentati da biogas aventi potenza complessiva pari a 147 MW e per 4,43 TWh da impianti alimentati da bioliquidi aventi potenza complessiva pari a 803 MW. Più nel dettaglio, per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da bioliquidi, si evidenzia che circa 2,1 TWh sono relativi a impianti che beneficiano dei meccanismi incentivanti (incentivi sostitutivi dei certificati verdi o tariffa omnicomprensiva di cui alla legge 244/07), mentre i rimanenti 2,3 TWh sono riferiti a impianti che hanno terminato il periodo di diritto all'incentivazione.

L'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, pari alla differenza tra i costi e i ricavi del GSE (dipendente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica) nel 2025 è stato pari a 424 milioni di euro per gli impianti alimentati da biomasse, 55 milioni di euro per gli impianti alimentati da biogas e 1.232 milioni di euro per gli impianti alimentati da bioliquidi. Tale impatto è destinato a ridursi nei prossimi anni per effetto dell'introduzione, con il decreto-legge 21/26, di un tendenziale massimo di spesa.

5.8 Incentivi per le configurazioni per l'autoconsumo diffuso

L'articolo 42bis del decreto-legge 162/19 coordinato con la legge di conversione 8/20 ha definito prime modalità e le condizioni a cui è consentito valorizzare l'autoconsumo collettivo in edifici e condomini da fonti rinnovabili ovvero realizzare comunità di energia rinnovabile.

Allo scopo, l'Autorità, con la deliberazione 318/2020/R/eel, ha introdotto il modello regolatorio virtuale finalizzato a valorizzare l'autoconsumo diffuso reale per le comunità di energia rinnovabile e i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. I relativi incentivi, nella forma di *feed in premium* costante, sono stati definiti dal decreto ministeriale 16 settembre 2020.

A seguire, i decreti legislativi 199/21 e 210/21 hanno recepito rispettivamente la direttiva 2018/2001 e la direttiva 2019/944, completando il quadro normativo in materia di autoconsumo diffuso. Essi, oltre ai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e alle comunità di energia rinnovabile, hanno introdotto la possibilità di realizzare configurazioni per l'autoconsumo individuale su rete pubblica, gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente e comunità energetiche di cittadini, demandando all'Autorità il compito di definire le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso realizzato in tali configurazioni.

Pertanto, l'Autorità ha definito il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso – TIAD, Allegato alla deliberazione 727/2022/R/eel. Esso, oltre ad aspetti definitori e procedurali, definisce la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso realizzato nelle configurazioni per l'autoconsumo diffuso: essa trova applicazione per tutta la quantità di energia elettrica

autoconsumata nell'ambito di tali configurazioni, cioè nella porzione di rete di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria).

I relativi incentivi sono stati definiti dal decreto ministeriale 7 dicembre 2023, secondo cui:

- a) l'incentivo spetta all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, di nuova realizzazione o per la sezione oggetto di potenziamento, aventi potenza fino a 1 MW, autoconsumata nell'ambito delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso (cioè nella porzione di rete di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria). Pertanto, l'incentivo spetta a una quantità di energia elettrica inferiore o pari alla quantità di energia elettrica autoconsumata nell'ambito di tali configurazioni;
- b) la tariffa incentivante spettante è pari alla somma di un premio fisso e di un premio variabile a una via, con un tetto massimo, definiti in funzione della taglia dell'impianto di produzione (diminuisce all'aumentare della potenza nominale);
- c) nel caso di impianti fotovoltaici, è prevista una correzione della predetta tariffa spettante per tenere conto dei diversi livelli di insolazione sul territorio nazionale;
- d) il periodo di diritto alla tariffa incentivante è pari a 20 anni.

L'onere complessivo in capo ai clienti finali è posto a valere:

- sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate in relazione alla tariffa incentivante. Tale onere è dipendente dal prezzo di mercato dell'energia nella sola parte derivante dal *feed in premium* variabile a una via;
- sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, in relazione alla valorizzazione dei minori costi derivanti dall'autoconsumo, definita dal TIAD.

In relazione all'anno 2025, sulla base dei dati di preconsuntivo disponibili, la tabella 1 riporta le caratteristiche delle configurazioni per le quali risulta che siano state accolte le richieste dal GSE. Non risultano presenti comunità energetiche di cittadini.

Decreto	Tipologia	Num Impianti	Potenza Impianto (kW)	Energia Condivisa (kWh)	Impatto UC3 (€)	Impatto ASOS (€)
DM 16 settembre 2020	Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente	136	3.169	594.431	10.698	59.443
	Comunità di energia rinnovabile	45	1.657	450.217	5.358	49.524
DM 7 dicembre 2023	Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente	202	4.513	1.148.527	20.892	165.094
	Comunità energetica rinnovabile	898	96.924	29.905.407	412.886	3.452.600
	Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione	312	48.379	10.384.467	201.885	1.297.897
	Cliente attivo a distanza che utilizza la rete di distribuzione	15	970	-	5.201	-
	Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente	6	133	-	91	-
	Comunità energetica dei cittadini	0	0	-	-	-
	Totale	1.614	155.745	42.483.049	657.010	5.024.559

– tabella 1. Numero impianti e relativa potenza installata, energia autoconsumata, valorizzazione dei minori costi derivanti dall’autoconsumo, incentivo erogato per ciascuna tipologia di configurazione per l’autoconsumo diffuso, distinguendo tra configurazioni che beneficiano degli incentivi definiti dal decreto ministeriale 16 settembre 2020 e configurazioni che accedono agli incentivi di cui al decreto ministeriale 7 dicembre 2023 –

Più nel dettaglio, quasi tutti gli impianti di produzione inclusi nelle configurazioni per l’autoconsumo diffuso sono fotovoltaici.

Come già riportato nella tabella 1, per l’energia autoconsumata nel 2025 è stato erogato un incentivo complessivo di circa 5 milioni di euro a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, ed è stata riconosciuta la valorizzazione dei minori costi derivanti dall’autoconsumo, definita dal TIAD, per quasi 0,66 milioni di euro a valere sul Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi.

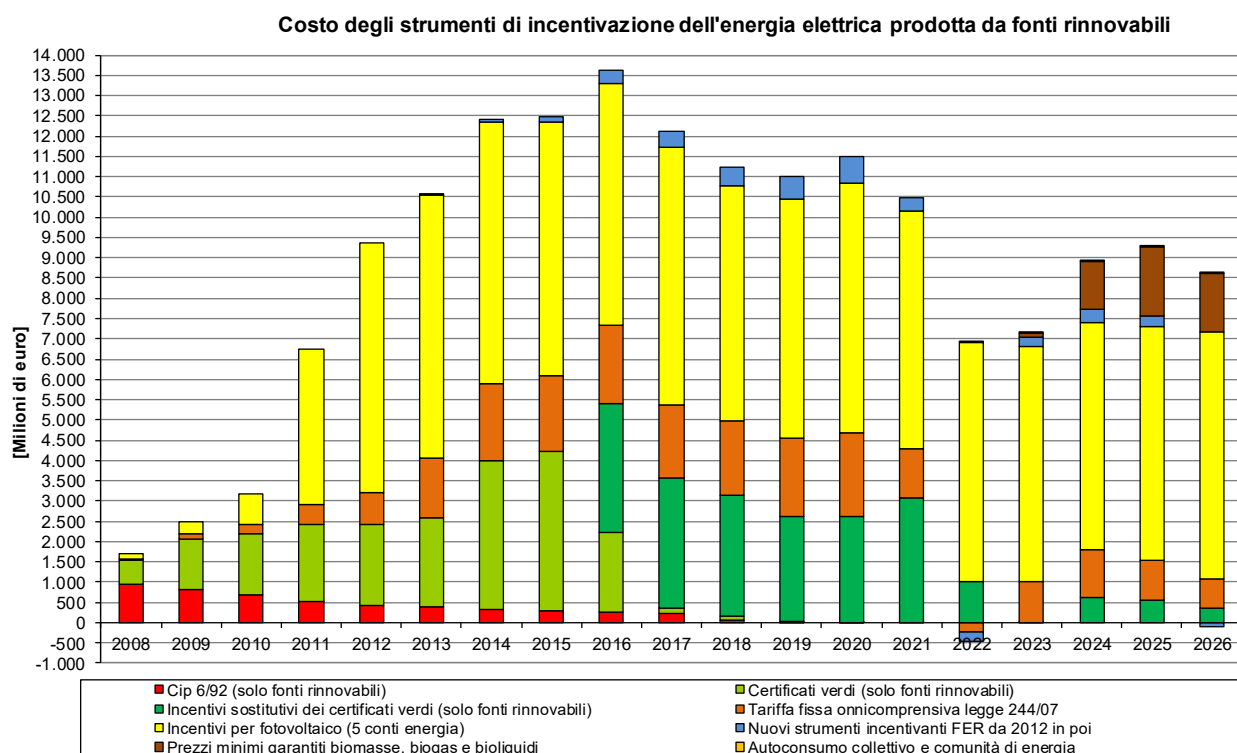
È tuttora in rilevante crescita il numero delle configurazioni per l’autoconsumo diffuso per le quali il GSE ha accolto le richieste. Alla data del 30 giugno 2026, sulla base dei dati resi disponibili dal GSE, risultano le configurazioni ammesse o la cui ammissione è in corso di finalizzazione evidenziate in tabella 2.

Fonte	Tipologia	Num Configurazioni	Potenza Impianti (MW)	Clienti associati
SOLARE	Comunità energetica rinnovabile	3.617	297,5	37.333
SOLARE	Autoconsumo a distanza	656	91,3	3.709
SOLARE	Autoconsumo collettivo	526	12,0	6.019
SOLARE	Altre configurazioni non incentivate	43	3,4	198
IDROELETTRICO	Comunità energetica rinnovabile	6	1,8	384
IDROELETTRICO	Autoconsumo a distanza	5	2,0	37
EOLICO	Comunità energetica rinnovabile	4	2,0	55
TERMOELETTRICO	Autoconsumo a distanza	2	3,9	7
TERMOELETTRICO	Comunità energetica rinnovabile	2	1,6	49
TERMOELETTRICO	Altre configurazioni non incentivate	2	2,9	72
Totale		4.864	418,4	47.862

– tabella 2. Numero configurazioni per l’autoconsumo diffuso ammesse o la cui ammissione è in corso di finalizzazione, potenza degli impianti di produzione e numero dei clienti associati -

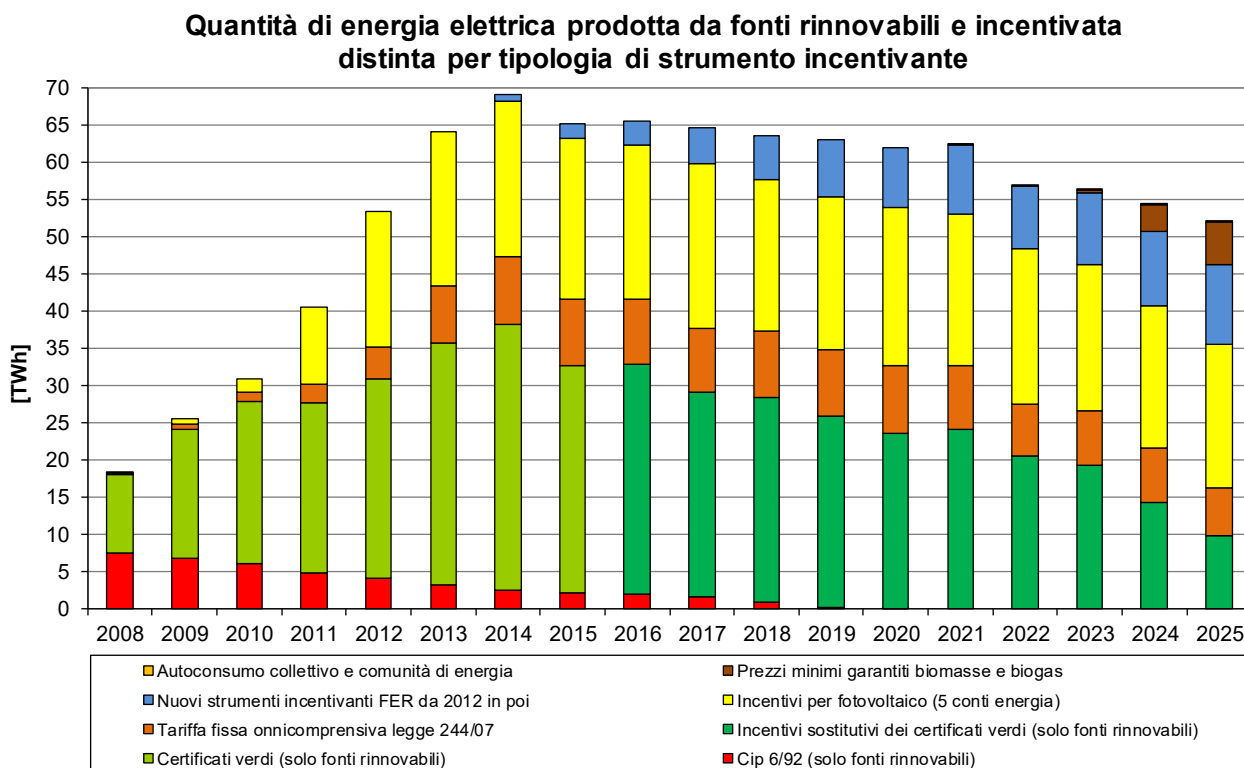
5.9 Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati

La figura 45 evidenzia gli oneri, fino a oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle sole fonti rinnovabili (sono esclusi, quindi, gli oneri derivanti dalle incentivazioni delle fonti assimilate e della frazione non biodegradabile dei rifiuti). Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell’energia elettrica. Essi sono pari a circa 9,3 miliardi di euro nel 2025.

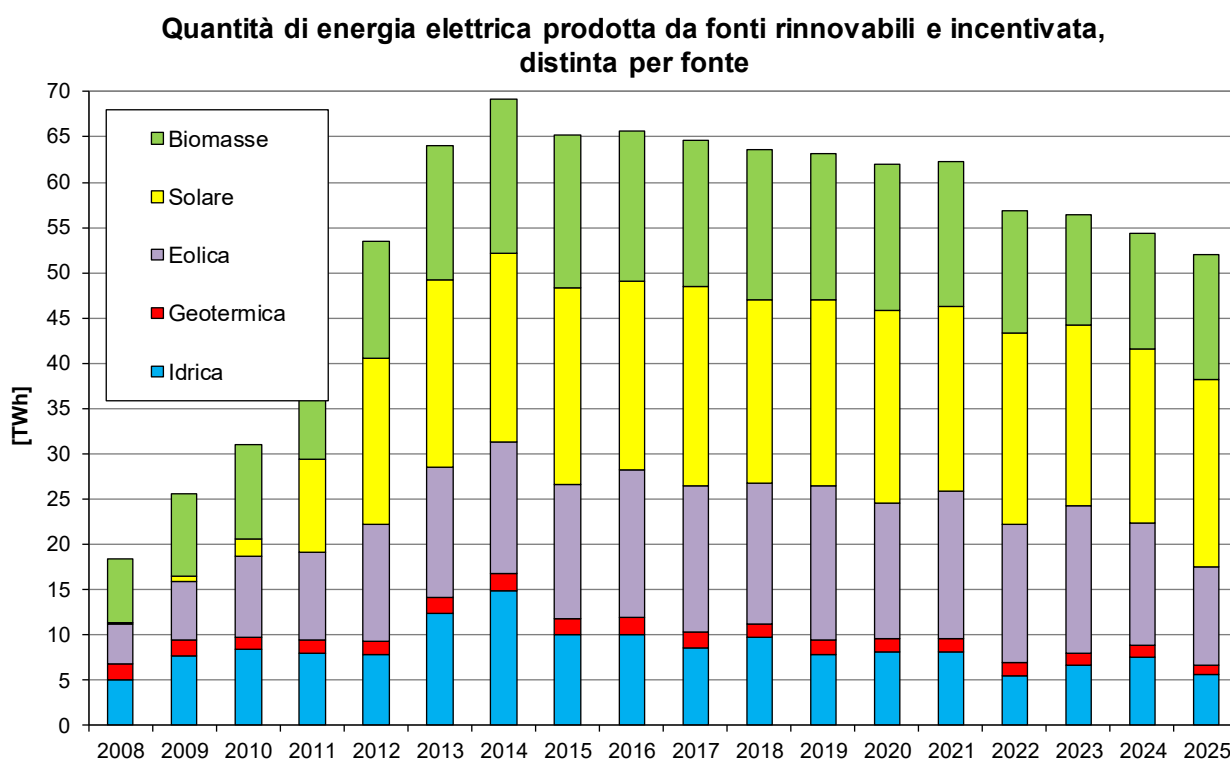


- figura 45: sintesi degli oneri derivanti dalle incentivazioni alle sole fonti rinnovabili. I dati relativi all’anno 2025 sono preconsuntivi, mentre i dati del 2026 sono previsionali -

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica in riduzione, di circa 52 TWh nel 2025 (erano circa 54,5 TWh nel 2024), per effetto della conclusione dei periodi di diritto all'incentivo sostitutivo dei certificati verdi, come evidenziato nelle figure 46 e 47.



- figura 46: sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per tipologia di strumento incentivante. Si noti che, in relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno, poiché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni. Inoltre, si evidenzia che l'energia oggetto dei prezzi minimi garantiti definiti per i bioliquidi introdotti dal decreto-legge 181/2023 include solamente l'energia prodotta da impianti che non accedono ad altri meccanismi incentivanti. I dati relativi all'anno 2025 sono preconsuntivi –



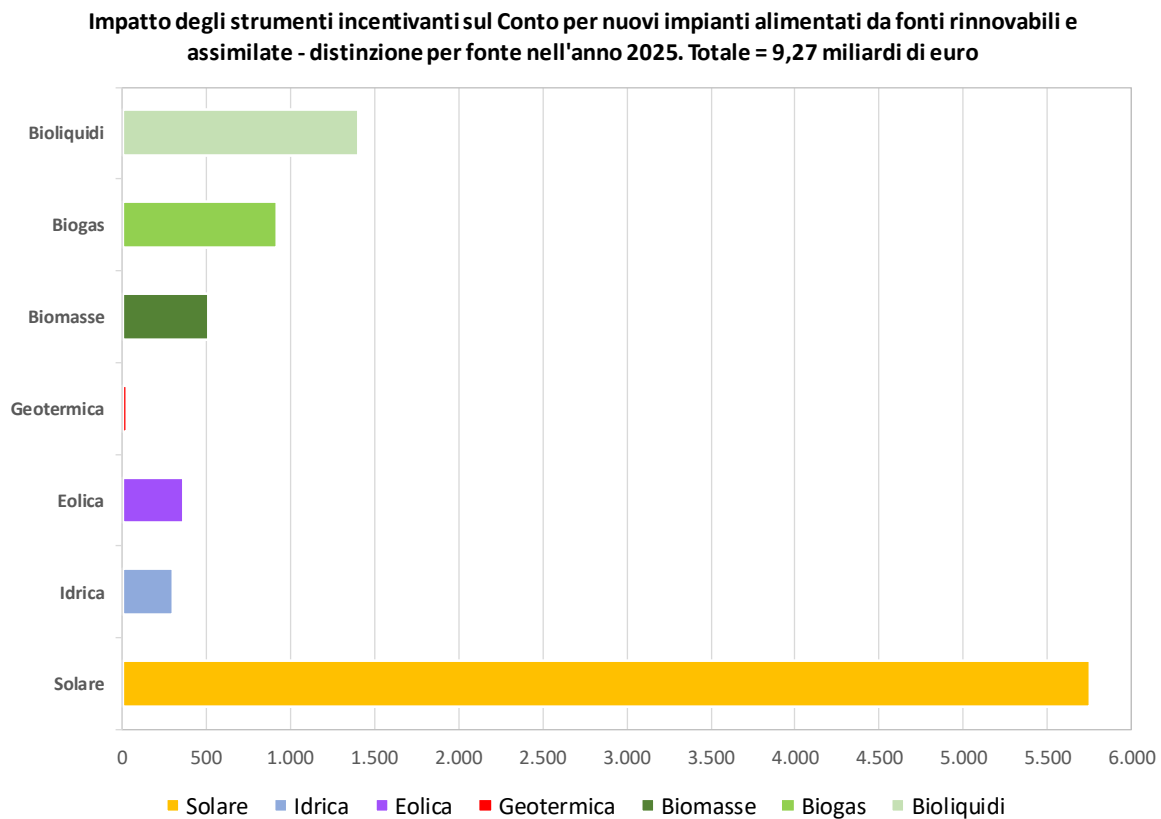
– figura 47: sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per fonte. I dati relativi all’anno 2025 sono preconsuntivi –

In relazione al solo anno 2025, la [figura 48](#) riporta l’impatto sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate distinto per fonte. Inoltre, le [figure da 49 a 56](#) evidenziano, a sinistra, l’energia elettrica incentivata per fonte e per tipologia di strumento incentivante secondo la classificazione di cui al paragrafo 4.1, nonché, a destra, i relativi oneri. Si nota che:

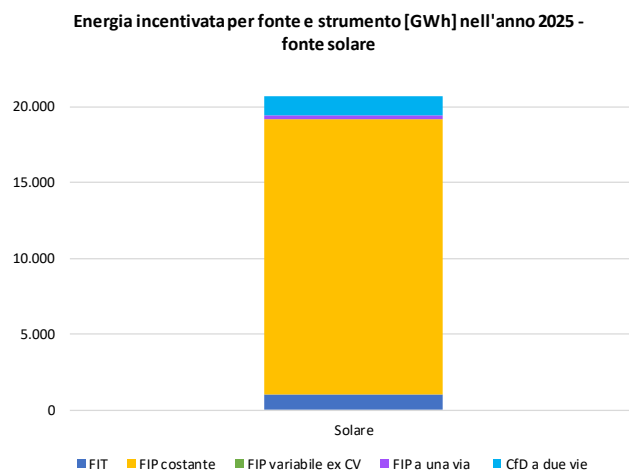
- l’energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati dalla fonte solare ([figura 49](#)) è per lo più incentivata tramite incentivi di tipo *feed in premium* costante (per effetto dei primi quattro conti energia); anche l’impatto sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate è essenzialmente dovuto a tale tipologia di strumento incentivante ([figura 50](#));
- l’energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati dalla fonte idrica ([figura 51](#)) è supportata principalmente dagli incentivi di tipo *feed in premium* sostitutivi dei certificati verdi e, a seguire, dagli incentivi di tipo *feed in tariff*. Tuttavia, l’onere derivante dagli incentivi di tipo *feed in tariff* è preponderante ([figura 52](#));
- l’energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione alimentati dalla fonte eolica ([figura 53](#)) è supportata principalmente dagli incentivi di tipo *feed in premium* sostitutivi dei certificati verdi e, a seguire, dagli incentivi di tipo *feed in premium* a una via. L’onere derivante è prevalentemente quello degli incentivi di tipo *feed in premium* sostitutivi dei

certificati verdi (figura 54). Si nota, inoltre, che l'onere relativo ai *feed in premium* a due vie è negativo (rappresentando, quindi, un ricavo);

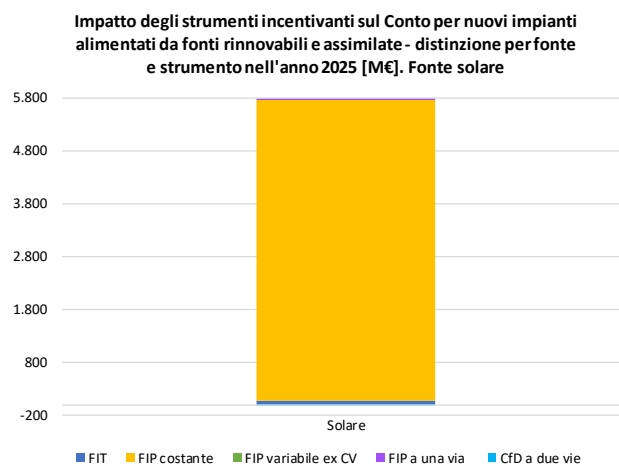
- per quanto riguarda gli impianti alimentati da biomasse e bioliquidi, si nota che lo strumento incentivante preponderante è il *feed in premium* a una via costituito dai prezzi minimi garantiti appositamente definiti per tali fonti, mentre per i biogas il *feed in tariff* è prevalente (figura 55). L'impatto sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate è per lo più dovuto agli incentivi di tipo *feed in tariff* e ai prezzi minimi garantiti (figura 56).



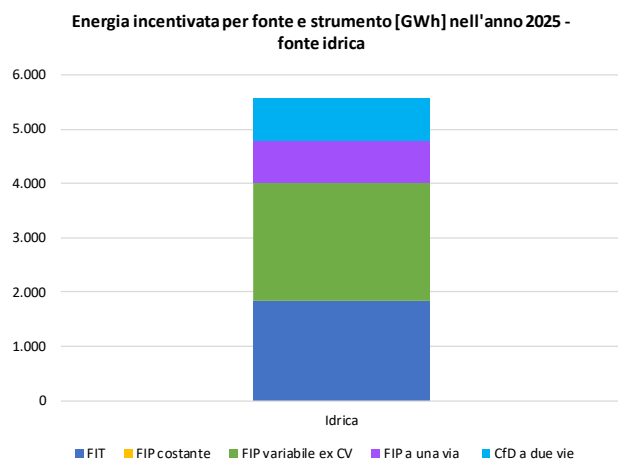
– figura 48: sintesi degli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili in relazione al solo anno 2025. I dati sono preconsuntivi –



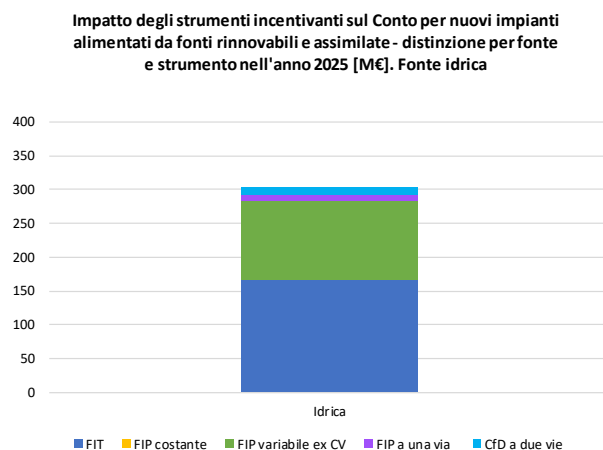
– figura 49 –



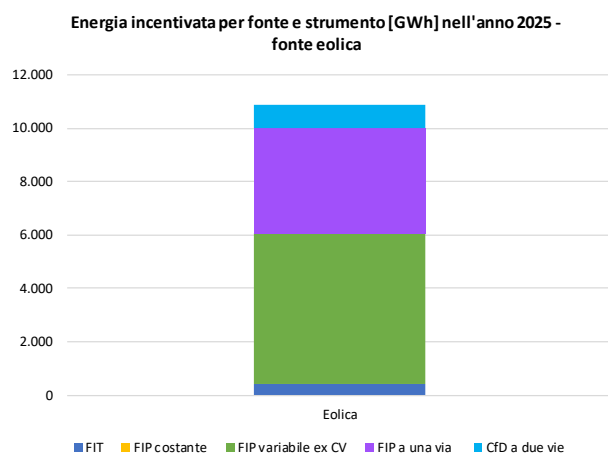
– figura 50 –



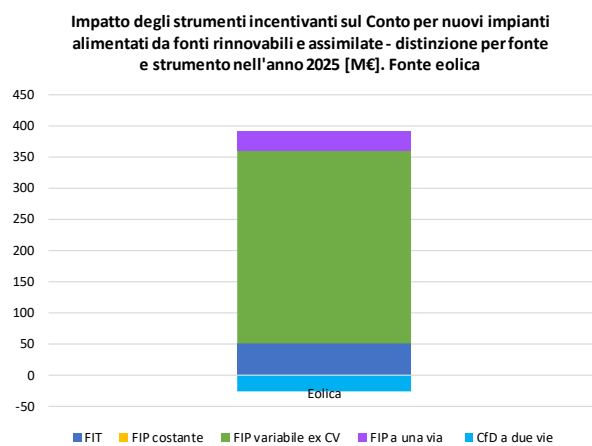
– figura 51 –



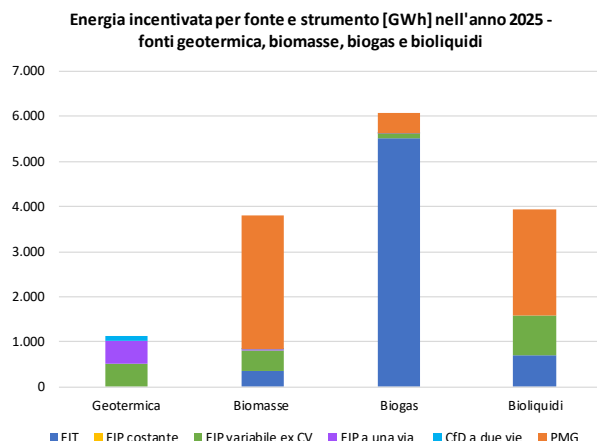
– figura 52 –



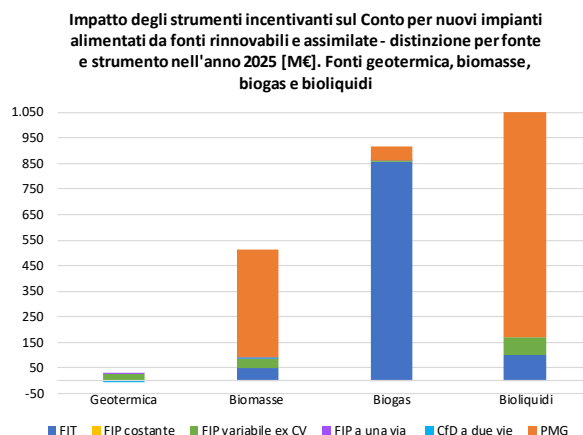
– figura 53 –



– figura 54 –



– figura 55. L’energia oggetto dei prezzi minimi garantiti definiti per i bioliquidi introdotti dal decreto-legge 181/23 include solamente l’energia prodotta da impianti che non accedono ad altri meccanismi incentivanti –



– figura 56 –

6. CONCLUSIONI

I costi derivanti dall’incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate sono posti, in generale, a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} (fatte salve diverse coperture disposte tramite specifici interventi legislativi, quali quelli introdotti per far fronte agli elevati prezzi dell’energia elettrica, da ottobre 2021 fino a marzo 2023). Fanno eccezione i soli costi per l’incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle isole minori non interconnesse, posti a valere sul Conto alimentato dall’elemento A_{UC4RIM} della componente tariffaria A_{RIM} .

Come evidenziato dalla precedente [figura 45](#), i costi derivanti dall’incentivazione delle fonti rinnovabili per l’anno 2025 sono pari a circa 9,3 miliardi di euro. Essi sono risultati in leggero aumento rispetto ai circa 8,9 miliardi del 2024 in quanto, come mostrato nei precedenti paragrafi, dipendono sia dai volumi incentivati sia, in parte, dai prezzi all’ingrosso dell’energia elettrica.

Negli anni precedenti, il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate è stato anche utilizzato per coprire i costi derivanti dall’erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento Cip 6/92), terminati nel 2021, per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, terminati nel 2020, e per la frazione non biodegradabile dei rifiuti, terminati nel 2020.

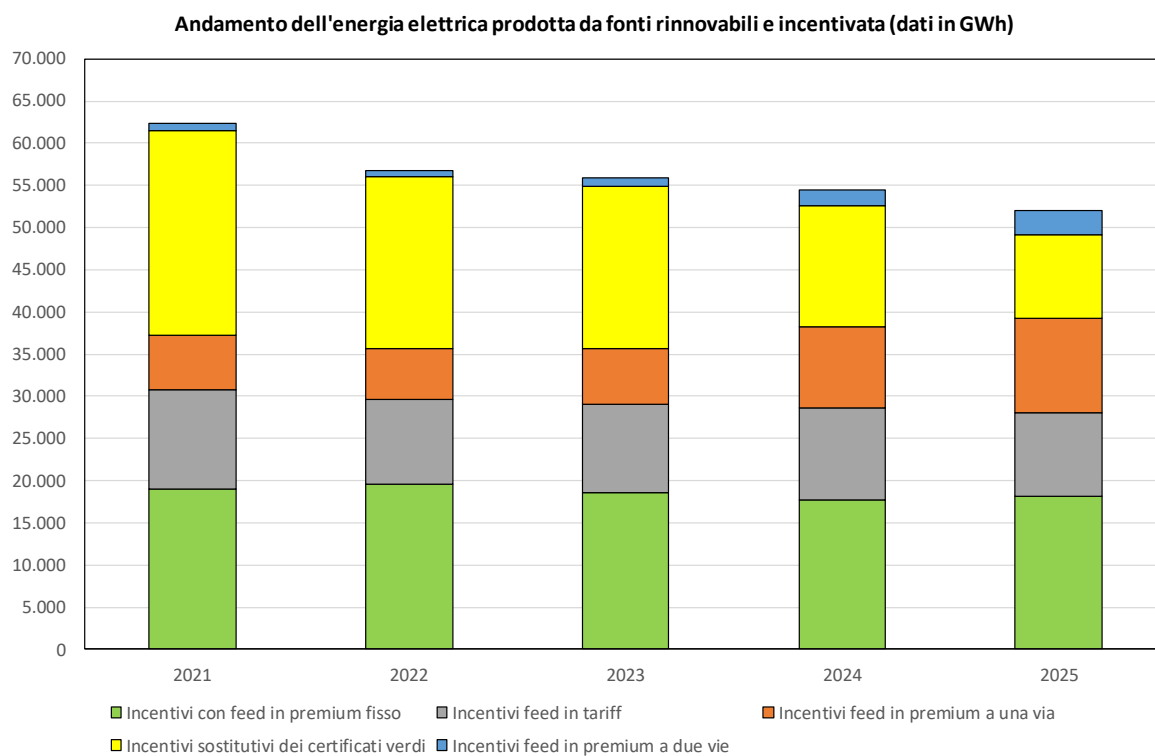
La tabella 3 evidenzia nel dettaglio quanto fino a ora presentato in relazione al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2025, dando separata evidenza alle diverse tipologie di strumenti incentivanti, al fine di meglio identificare il conseguente impatto per la collettività.

Anno 2025

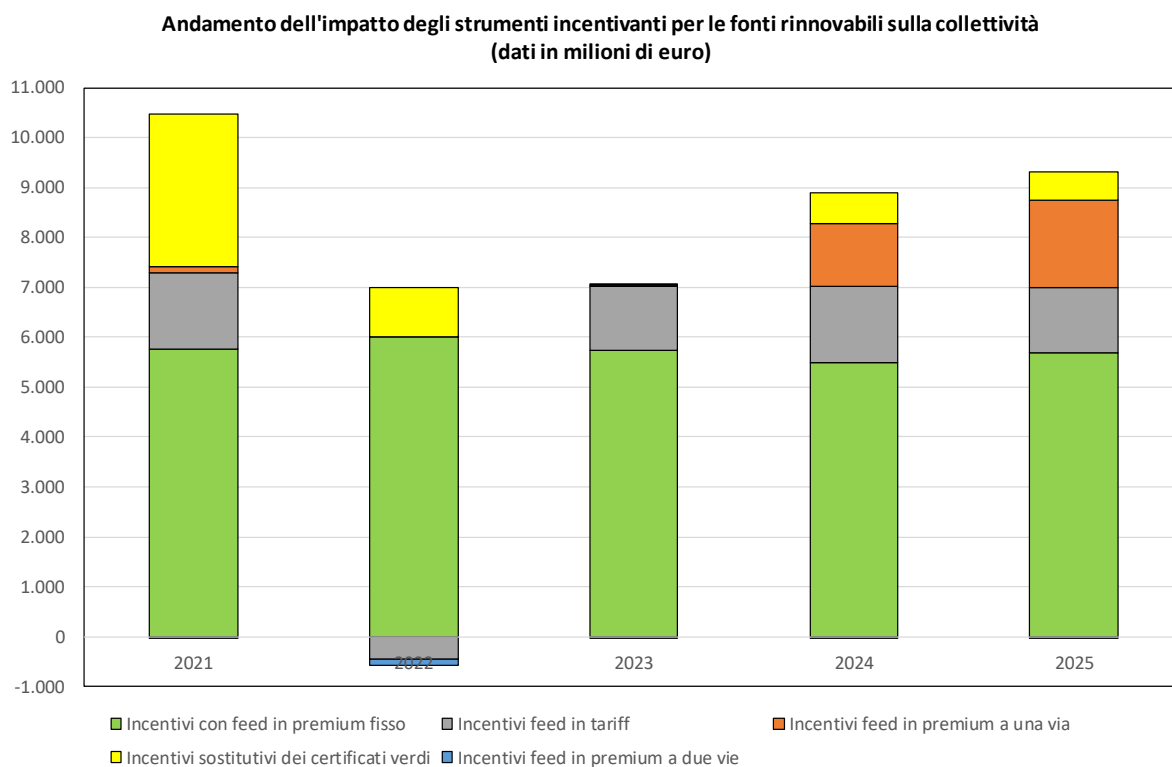
Incentivi con feed in premium fisso (impatto sul Conto Asos non dipendente dai prezzi di mercato)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi fotovoltaico conti energia	447.658	15.939	17.672	5.635	0	5.635
Incentivi autoconsumo fotovoltaico	0	0	396	45	0	45
Incentivi autoconsumo diffuso	1.614	156	42	5	0	5
Subtotale	449.272	16.094	18.110	5.686	0	5.686
Incentivi feed in premium a una via (impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato ma non negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi ex DM 5 luglio 2012	118	275	313	4	0	4
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 registri	86	376	958	11	0	11
Incentivi ex DM 6 luglio 2012 aste	52	1.498	2.470	22	0	22
Incentivi ex DM 23 giugno 2016 aste	39	1.123	1.786	9	0	9
FIP a una via prezzi minimi garantiti	300	1.151	5.762	1.712	0	1.712
Subtotale	595	4.423	11.290	1.758	0	1.758
Incentivi feed in tariff (impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato e potenzialmente negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi ex legge 244/07 e DM 18 dicembre 2008	1.821	1.099	6.455	1.724	747	977
Incentivi ex DM 5 luglio 2012	98.327	1.358	959	186	108	78
Incentivi ex DM 6 luglio 2012	2.625	389	1.201	247	129	118
Incentivi ex DM 23 giugno 2016	3.098	282	1.009	225	109	117
Incentivi ex DM 4 luglio 2019	1.192	117	269	40	28	12
Subtotale	107.063	3.244	9.893	2.422	1.121	1.302
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi (incentivi feed in premium a una via con impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato dell'anno precedente ma non negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi sostitutivi dei certificati verdi	485	5.698	9.787	562	0	562
Incentivi feed in premium a due vie (impatto sul Conto Asos dipendente dai prezzi di mercato e potenzialmente negativo)	Numero impianti	Potenza [MW]	Quantità di energia [GWh]	Costi sostenuti dal GSE [M€]	Ricavi del GSE [M€]	Impatto sul Conto "Asos" [M€]
Incentivi ex DM 23 giugno 2016 registri	112	227	754	5	0	5
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 registri	735	525	1.016	9	0	9
Incentivi ex DM 4 luglio 2019 aste	99	1.889	1.206	-49	0	-49
Subtotale	946	2.640	2.977	-35	0	-35
Totale	558.361	32.100	52.057	10.393	1.121	9.272

– tabella 3. Impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2025, distinguendo per tipologia di strumento di incentivazione. Il totale non include i costi residui per il ritiro dei CV invenduti, né i costi associati ai regimi commerciali speciali –

Le figure 57 e 58 evidenziano l'evoluzione, negli ultimi 4 anni, dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate per tipologia di strumento di incentivazione.

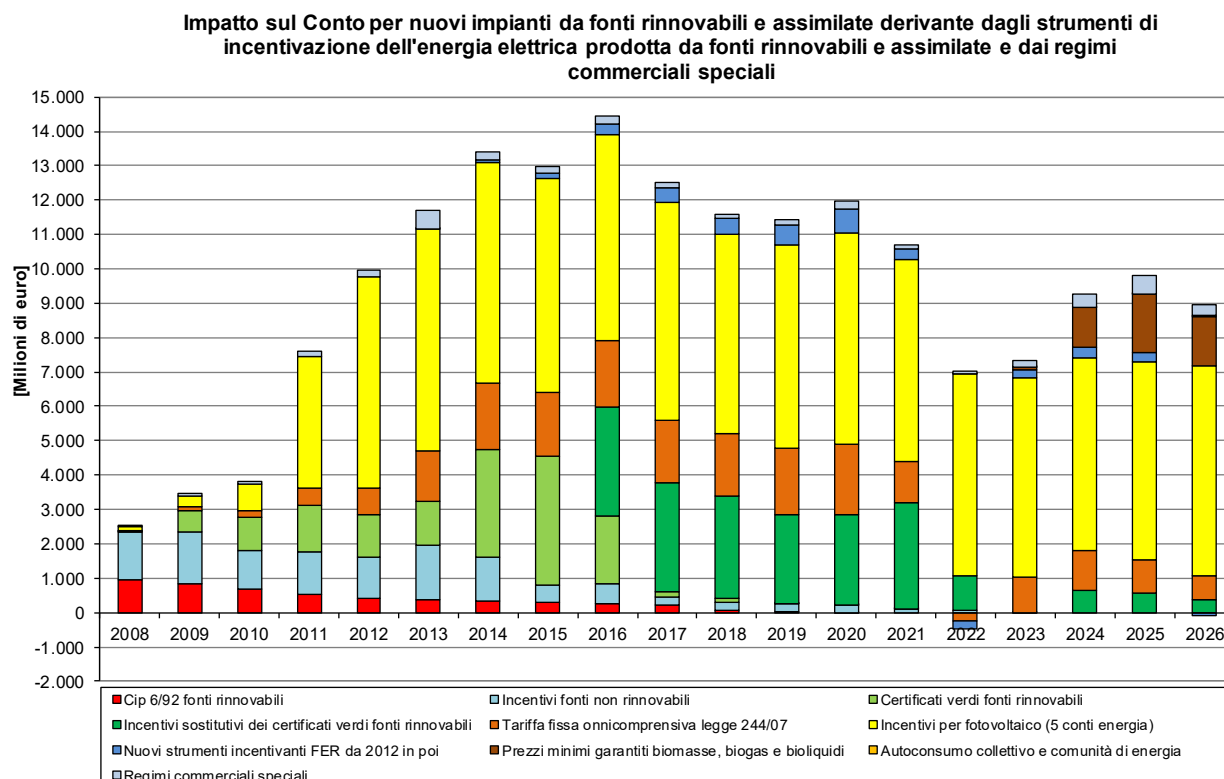


– figura 57 –



– figura 58 –

Aggiungendo anche i regimi commerciali speciali, la figura 59 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, per l'anno 2025, tale impatto è stato pari a circa 9,8 miliardi di euro¹⁹.



– figura 59. Con il termine “Incentivi fonti non rinnovabili” si intende la sommatoria degli incentivi per le fonti non rinnovabili e include i certificati verdi e gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi per il teleriscaldamento, gli incentivi Cip 6/92 per le fonti assimilate e la frazione non biodegradabile dei rifiuti, nonché gli oneri “Cip 6 una tantum” (cioè i conguagli effettuati una tantum nel 2013 e nel 2014 per effetto dei contenziosi relativi al CEC dell’anno 2008 e delle deroghe concesse dal decreto ministeriale 20 novembre 2012 nell’ambito della più generale revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC). Con il termine “Regimi commerciali speciali” si intendono gli oneri relativi ai regimi di ritiro dedicato e scambio sul posto. I dati relativi all’anno 2025 sono preconsuntivi, mentre i dati del 2026 sono previsionali

¹⁹ Tale valore è pari alla somma del costo derivante dall’incentivazione delle fonti rinnovabili (pari a circa 9,3 miliardi di euro per l’anno 2025) e del costo derivante dai “Regimi commerciali speciali” (ritiro dedicato e scambio sul posto, pari a 520 milioni di euro per l’anno 2025).

Dalle figure 45 e 59 emerge un picco nel 2016 per effetto della somma tra il ritiro dei CV rimasti invenduti e della contestuale erogazione dei nuovi incentivi sostitutivi²⁰.

A fronte di piccole variazioni di energia elettrica incentivata negli ultimi 6 anni, si nota un lieve aumento dei costi di incentivazione nel 2020 a causa della riduzione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, e una marcata riduzione nel 2022 a causa dell'aumento del prezzo di mercato dell'energia elettrica, come più nel dettaglio specificato nei paragrafi precedenti. Nel 2025 vi è stato un aumento dei costi rispetto al 2024 nonostante l'aumento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica (che incide sulle *feed in tariff* e sulle altre tipologie di *feed in premium*) prevalentemente per effetto dei prezzi minimi garantiti erogati alla produzione di energia elettrica dalle bioenergie.

Per quanto riguarda le attese di costo degli incentivi per i prossimi anni, occorre tenere conto della produzione effettiva degli impianti ammessi a beneficiare degli incentivi (che dipende dall'effettiva disponibilità della fonte), del periodo di diritto all'incentivo e delle caratteristiche dei diversi strumenti incentivanti. Più in dettaglio:

- il provvedimento Cip 6 ha terminato i suoi effetti nel 2021;
- l'energia elettrica che beneficia degli incentivi sostitutivi dei CV sarà in marcata riduzione per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028. Il costo per la collettività è atteso anch'esso in riduzione;
- l'energia elettrica che beneficia delle *feed in tariff* di cui alla legge 244/07 è stata stazionaria fino al 2024 ed è in riduzione negli anni successivi per effetto del progressivo termine del periodo incentivante per i produttori che hanno ottenuto tale diritto, fino ad azzerarsi nel 2028. Il costo per la collettività di tale strumento incentivante dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica; esso è atteso in riduzione nel 2026 per effetto dei più elevati prezzi di mercato rispetto al 2025 e della riduzione degli impianti ammessi a beneficiare di tale incentivo;
- l'energia elettrica che beneficia dei *feed in premium* fissi (prodotta da impianti fotovoltaici ammessi ai primi 4 conti energia) è attesa stazionaria fino al 2026; inizierà quindi a diminuire all'inizio lievemente, poi in modo molto rilevante dopo il 2030 fino ad azzerarsi nel 2033. Il costo per la collettività di tali strumenti incentivanti, non dipendendo dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, resterà pari o prossimo a 6 miliardi di euro annui almeno fino al 2028;
- l'energia elettrica che beneficia del V conto energia per impianti fotovoltaici è stabile fino al 2033, mentre l'energia elettrica che beneficia dei più recenti strumenti incentivanti (di cui ai decreti ministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016, 4 luglio 2019, 7

²⁰ Si noti che il picco dell'anno di competenza 2016 non corrisponde a un analogo picco "per cassa" poiché gli incentivi sostitutivi dei certificati verdi vengono in generale erogati con le medesime tempistiche applicate per il ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti (cioè su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento nei casi in cui sono disponibili dati mensili di produzione).

dicembre 2023, 22 dicembre 2023, 19 giugno 2024 e 30 dicembre 2024)²¹ è attesa complessivamente in crescita per effetto dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti ammessi a beneficiare dei più recenti decreti. Il costo per la collettività dipende anche dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica: nel 2026, a fronte di un elevato prezzo di mercato, l'impatto complessivo di tali strumenti potrebbe anche risultare negativo (cioè un ricavo per la collettività). A fronte invece di bassi prezzi di mercato, tali nuovi strumenti comporteranno un graduale aumento del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate: tuttavia, tale aumento si presenterà negli anni in cui il gettito necessario è in complessiva riduzione per effetto del progressivo termine del periodo di diritto agli strumenti incentivanti di cui ai precedenti alinea;

- il costo per la collettività per effetto del *feed in premium* a una via costituito dai prezzi minimi garantiti definiti per gli impianti alimentati da bioenergie dipende dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ma, a partire dal 2026, per effetto del tendenziale massimo di spesa di cui al decreto-legge 21/26, è atteso in progressiva riduzione.

Da ciò, seppur con le incertezze derivanti dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, appare ragionevole attendersi un andamento in lieve riduzione del gettito necessario per il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, tra 7 e 8 miliardi di euro annui, fino al 2031 (anno in cui comincerà a risultare evidente il calo del gettito necessario, in assenza di ulteriori strumenti incentivanti che dovessero essere ipotizzati dopo quelli attualmente in corso di emanazione) per effetto del termine del periodo di diritto dei *feed in premium* costanti degli impianti fotovoltaici. Quanto qui riportato non rappresenta l'intero fabbisogno del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate in quanto esclude il gettito necessario per l'energy release.

Stime più accurate e dettagliate vengono effettuate e pubblicate dal GSE, con cadenza annuale, tenendo anche conto dei nuovi decreti ministeriali tuttora in corso di definizione (sulla base dei contingenti incentivanti in essi evidenziati) nonché riportando un'analisi di sensitività in funzione dell'andamento del prezzo di mercato dell'energia elettrica.

²¹ In particolare, il decreto ministeriale 22 dicembre 2023 (cd. agrivoltaico), il decreto ministeriale 19 giugno 2024 e il decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (cd. FER X transitorio) stanno iniziando a trovare attuazione: essi (come già il precedente decreto ministeriale 4 luglio 2019) prevedono esclusivamente strumenti di tipo *feed in tariff* e *feed in premium* variabile a due vie, cioè strumenti che consentono di stabilizzare i ricavi dei produttori per tutto il periodo di diritto e, al tempo stesso, consentono di stabilizzare anche i costi complessivamente sostenuti dai clienti finali.