

An aerial photograph of a dense, green forest. A winding road with yellow dashed lines curves through the trees, starting from the bottom left and moving towards the top right. The lighting is soft, suggesting early morning or late afternoon.

01

Energie

rinnovabili e clima

La neutralità climatica e gli incentivi allo sviluppo delle rinnovabili in Germania

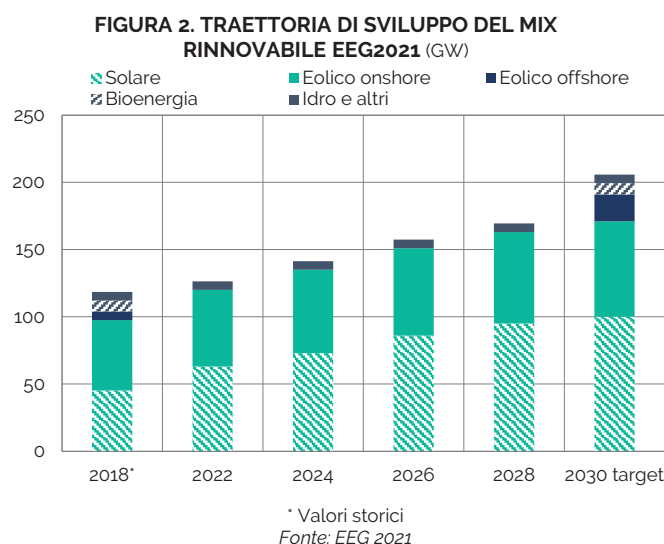
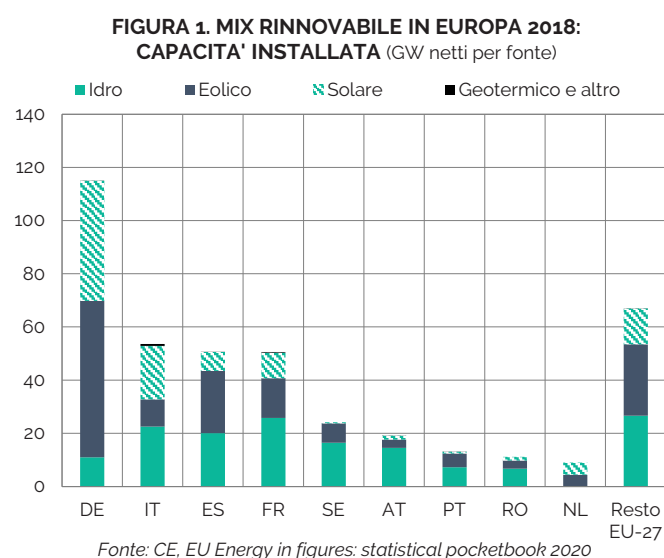
L'ultima revisione della legge sulle rinnovabili tedesca rende vincolante la neutralità climatica al 2050 per il mix elettrico in Germania, confermando l'obiettivo del 65% per le rinnovabili elettriche entro il 2030. Il principale sistema incentivante resta quello delle aste, dai cui esiti nel 2019 si hanno tuttavia segnali discordanti. La piena allocazione sul solare è infatti incoraggiante, anche se l'inclusione dei progetti di piccola taglia nel meccanismo stabilita dalla revisione potrebbe complicare l'accesso agli incentivi. Per l'eolico l'allocazione soltanto parziale del volume disponibile nelle aste 2019 segnala invece potenziali difficoltà nel raggiungimento dei target al 2030.

A 20 anni dall'entrata in vigore della Legge tedesca sulle rinnovabili (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*) e dopo due precedenti revisioni (la prima nel 2014 e la seconda nel 2016), il 23 settembre scorso è stata approvata dal Governo la terza riforma, passata ora nelle mani del Parlamento federale che dovrebbe entrare in vigore dall'inizio del 2021.

Con quest'ultima revisione, la neutralità climatica al 2050 diventa un obiettivo vincolante per il mix elettrico in Germania e si conferma il percorso di sviluppo delle rinnovabili elettriche per raggiungere almeno il 65% del consumo interno di energia elettrica al 2030, come stabilito dal piano nazionale¹.

Nonostante la Germania sia il paese con il parco rinnovabile più importante in Europa (la capacità complessiva supera i 115 GW installati, **Figura 1**), raggiungere l'obiettivo prefisso richiede la realizzazione di nuova capacità produttiva di portata rilevante. L'espansione tracciata dall'EEG prevede un incremento della potenza complessiva di 78 GW nei prossimi 10 anni per raggiungere i 200 GW al 2030 (**Figura 2**), guidata principalmente dallo sviluppo del solare e dell'eolico. Vengono inoltre stabiliti degli obiettivi in termini di energia prodotta: il contributo delle rinnovabili dovrebbe aumentare dai 259 TWh previsti per il 2021 ai 376 TWh nel 2029.

Si prevede che buona parte della capacità addizionale solare ed eolica (per un totale di 50 GW) verrà supportata da incentivi allocati attraverso lo



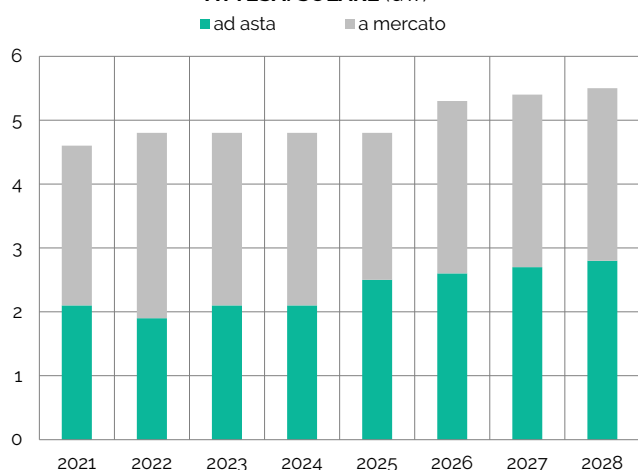
svolgimento di procedure d'asta che si terranno fra il 2021 e il 2028 e che dovrebbero portare al raggiungimento degli obiettivi 2030.

¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/de_final_necp_main_en.pdf

Sono previste due categorie di accesso alle aste per i progetti per nuova capacità solare per un totale di 18 GW addizionali (**Figura 3**):

- progetti a terra con un contingente di 2 GW all'anno
- sistemi solari *roof-top* maggiori di 500 kW che dovranno partecipare all'asta; dal 2025 il vincolo di taglia dovrebbe abbassarsi a 100 kW

FIGURA 3. CAPACITA' ADDIZIONALE ANNUA ATTESA: SOLARE (GW)

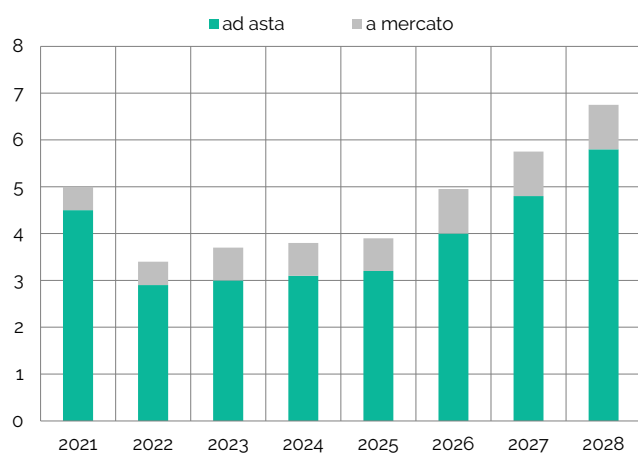


Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEG 2021

Per i piccoli fotovoltaici del tipo *roof-top* la soluzione preferita resta invece quella delle tariffe *feed-in*.

Il contingente complessivo per l'eolico *onshore* è stimato pari a 32 GW e già nel 2021 verranno messi ad asta 4.5 GW (**Figura 4**). I dettagli dello sviluppo dell'eolico *offshore* verranno stabiliti con una legge dedicata.

FIGURA 4. CAPACITA' ADDIZIONALE ANNUA ATTESA: EOLICO ONSHORE (GW)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati EEG 2021

Per lo sviluppo dell'eolico e della bioenergia sono previsti *target* zionali con una quota delle aste riservata ai progetti nell'area sud della Germania: il 15% delle quantità accettate nel 2021-2023, che verrà portato al 20% nel 2024 per l'eolico e al 50% per le biomasse dovrà provenire dal sud. L'obiettivo è incentivare lo sviluppo di capacità in quest'area e compensare potenziali sbilanciamenti nel parco di generazione nazionale una volta chiusi gli impianti nucleari nel 2022, con la rete in corso di ripotenziamento.

Il nuovo emendamento dell'EEG 2021 propone una revisione dei valori massimi per le tariffe incentivanti da applicare per ogni tecnologia. La soglia massima discussa per i sistemi fotovoltaici del tipo *roof-top* è di 90 €/MWh, mentre per gli impianti solari a terra la soglia si abbassa fino ai 59 €/MWh, che da gennaio 2022 è prevista essere calcolata in funzione dei risultati delle tre aste precedenti. La tariffa massima per l'eolico *onshore* partirà dai 62 €/MWh nel 2021 per poi ridursi gradualmente nel periodo successivo di un tasso annuo di 2%.

In considerazione dell'imminente revisione al rialzo degli obiettivi ambientali europei al 2030, come proposto dalla Commissione e dal Parlamento Europeo ([Newsletter 246](#)), la legge rinnovabili prevede già la possibilità di aggiustamento dei *target* e dei volumi per le aste nazionali, suggerendo una prima valutazione al riguardo nel 2023.

PHASE-OUT DEGLI INCENTIVI ESISTENTI E EVOLUZIONE DEGLI ONERI DI SISTEMA

Il prossimo decennio sarà segnato dalla progressiva uscita dai primi schemi incentivanti di circa 18 GW di capacità solare e di 26 GW² di impianti eolici. Si tratta della prima ondata di progetti rinnovabili realizzati nel periodo 2000-2010 e rappresentano circa il 38% del totale degli impianti rinnovabili operativi a oggi. L'uscita di buona parte delle turbine eoliche è concentrata nei prossimi 5 anni, mentre l'ammontare di capacità solare senza supporto diretto diventerà rilevante solo verso il 2030.

L'EEG 2021 contiene alcune proposte per la gestione dell'uscita dai suddetti schemi, ma non esiste ancora un piano certo.

² Esclusi i piccoli progetti solari che continueranno a percepire il sussidio fino al 2027.

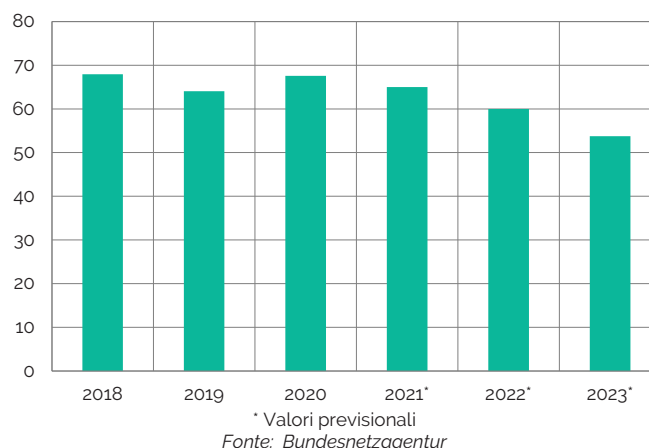
Per gli impianti fotovoltaici di piccola taglia (fino a 100 kW) che terminano la loro convenzione di 20 anni, l'idea è quella di applicare un regime transitorio fino al 2027 che preveda la remunerazione dell'energia prodotta al valore di mercato scontato dei costi di commercializzazione, escludendo però che tali impianti possano fare parte di schemi di autoconsumo.

La proposta per i vecchi impianti eolici è che non beneficino delle condizioni del piccolo solare, ma che nel lungo termine venga comunque loro garantita una priorità di dispacciamento rispetto agli impianti convenzionali che dovrebbe agevolarli nella partecipazione al mercato. Rimane, inoltre, ancora aperta la questione dei finanziamenti alternativi per le vecchie turbine eoliche una volta uscite dagli incentivi. Solo con eccezione del 2021, sono previsti dei pagamenti per gli impianti onshore per contrastare gli effetti negativi della pandemia COVID19 e i ridotti prezzi elettrici.

Il costo delle tariffe incentivanti per lo sviluppo delle fonti rinnovabili a oggi è interamente sostenuto dai consumatori finali tedeschi attraverso la bolletta elettrica e la componente dedicata all'EEG (*EEG-Umlage*³). Fanno eccezione alcuni clienti energivori soggetti a potenziali svantaggi competitivi a livello internazionale, dovuti al costo dell'energia elevato, che possono essere esentati dal pagamento dell'onere. Il costo complessivo degli incentivi alle rinnovabili dipende sia dai livelli del prezzo elettrico che dai volumi di energia rinnovabile prodotti. Nel 2020 l'*EEG-Umlage* è stata stabilita a 67.6 €/MWh (Figura 5).

L'EEG 2021 introduce importanti novità a partire dal 2021 volte a ridurre i costi per i consumatori finali, decidendo che il costo complessivo degli schemi incentivanti verrà parzialmente sostenuto dal budget federale. Il valore dell'*EEG-Umlage* per il 2021 è stabilito a 65 €/MWh⁴, 2.5 €/MWh circa in meno rispetto al 2020, nonostante il deficit del conto EEG atteso per l'anno in corso dovuto a bassa domanda, bassi prezzi elettrici *spot* ed energia rinnovabile in crescita. Il contenimento del potenziale incremento del costo dell'energia è ottenuto attraverso un finanziamento di circa 11

FIGURA 5. COMPONENTE TARIFFARIA A SOSTEGNO DELLO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI IN GERMANIA (€/MWh)



miliardi di euro che fa parte delle misure di ripresa post-COVID19. Il deficit del 2020 avrebbe infatti determinato un valore dell'onere 2021 pari a 96.5 €/MWh, +40% rispetto al valore 2020. Sono previsti ulteriori interventi anche negli anni successivi, 2022 e 2023, che dovrebbero riportare l'onere rinnovabile rispettivamente a 60 €/MWh e a 53.8 €/MWh.

PIÙ FLESSIBILITÀ E SVILUPPO MARKET-DRIVEN PER LE RINNOVABILI

Tra le novità introdotte dall'EEG 2021 compare anche la regolazione dell'erogazione delle tariffe incentivanti per le rinnovabili in caso di prezzi negativi. Per evitare effetti distorsivi sul mercato (doppia remunerazione dell'energia incentivata) in Germania vige attualmente la "regola delle 6 ore" che prevede uno stop degli incentivi alle rinnovabili esistenti dopo sei ore consecutive di prezzi *spot* negativi. La regola è molto più stringente per i nuovi impianti sotto l'EEG 2021 che stabilisce l'interruzione degli incentivi dopo soli 15 minuti di prezzi negativi. L'intento del legislatore è di "stimolare" una partecipazione a mercato più flessibile degli operatori rinnovabili attraverso soluzioni innovative, come lo *storage*, o strategie di *hedging*, e di minimizzare il più possibile l'eccesso di produzione durante periodi critici di bassa domanda (fine settimana o festività) e di alta quota di rinnovabili non programmabili.

Sempre allo scopo di promuovere lo sviluppo delle rinnovabili, la nuova EEG prevede per le comunità

³ <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>

⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2020/20201015_EEGUmlage.html

locali che accettano la realizzazione di impianti eolici sul loro territorio la condivisione di una quota dei ricavi derivanti dal progetto pari 20 €/MWh per un periodo di 20 anni.

L'EEG 2017 E LO SVILUPPO DELLE RINNOVABILI FINO A OGGI

Dopo l'entrata in vigore dell'EEG 2017, che ha rivoluzionato gli schemi incentivanti introducendo i bandi di capacità, lo sviluppo delle rinnovabili elettriche in Germania è stato sostenuto principalmente (circa 80% della nuova capacità RES) dalle procedure ad asta in cui i nuovi progetti competono per aggiudicarsi gli *sliding feed-in premium*. Il livello di remunerazione della futura energia prodotta è determinato con il meccanismo *pay as bid* e l'erogazione avviene per un periodo di 20 anni. Partecipano ad aste quasi tutte le categorie di impianti rinnovabili tranne le installazioni fotovoltaiche di taglia inferiore a 750 kW e le biomasse minori di 150 kW per le quali la tariffa incentivante è fissata per legge.

Nel corso del 2019 in Germania si sono stati emessi 10 bandi per nuova capacità sotto l'EEG 2017, di cui 3 per progetti fotovoltaici e 6 per le turbine *onshore*. Il solare ha esaurito completamente i volumi messi ad asta nel 2019 (1 GW) con una tariffa media nel range di 4.8-6.6 €/c/kWh. Meno incoraggiante si è mostrato l'esito delle aste per l'eolico: dei circa 3.2 GW messi a disposizione dai bandi, sono stati infatti aggiudicati soltanto 1.3 GW di nuova capacità con una tariffa media di 6.2 €/c/kWh (**Figure 6 e 7**).

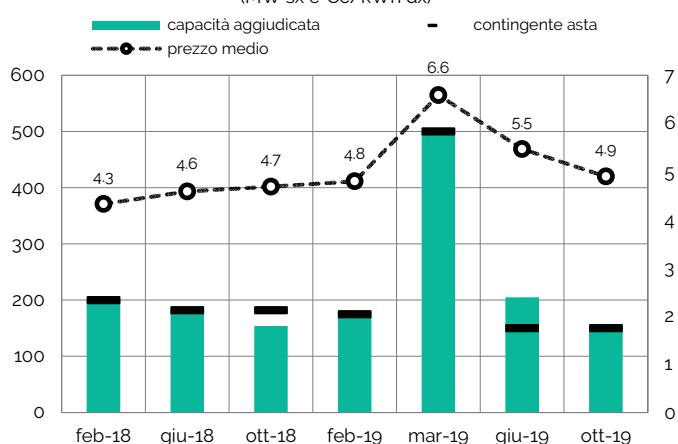
Finora i progetti di eolico offshore hanno avuto due occasioni per accedere agli incentivi, un bando nel 2017 e un altro nel 2018, dove da 3.1 GW di capacità messa a disposizione, sono stati aggiudicati progetti per 2 GW con una tariffa media di 4.5 €/c/kWh. Nessun bando è stato attivato nel 2019 e la prossima asta è attesa per il 2021.

Un ulteriore quota di incentivi è stata messa a disposizione dall'EEG 2017 sotto la forma di asta congiunta solare ed eolico, dove le due tecnologie competono direttamente, per un totale di 0.8 GW di nuova capacità. I primi tre bandi nel periodo 2018-2019 sono riusciti ad allocare quasi la totalità del contingente di capacità e sono stati dominati dai progetti solari con una tariffa incentivante nel range di 4.7-5.7 €/c/kWh.

Mentre i risultati delle aste 2019 sul solare hanno portato alla piena allocazione degli incentivi, l'eolico ha visto allocato soltanto il 40% del volume incentivabile disponibile, deludendo le aspettative create dal buon successo di quelle che si sono tenute nel 2018.

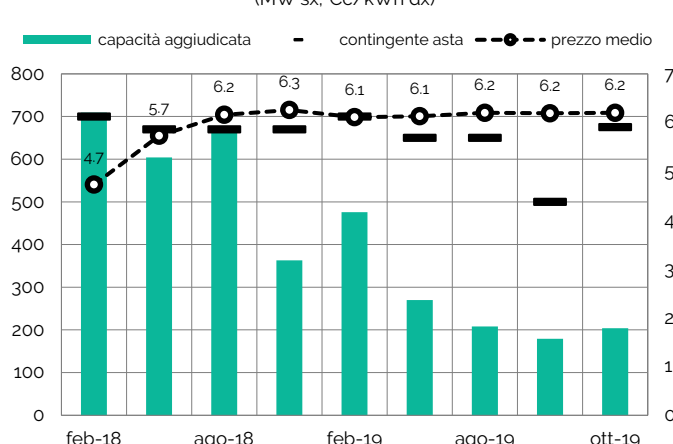
Le nuove disposizioni mantengono il meccanismo delle aste come principale sistema incentivante di supporto allo sviluppo dell'energia rinnovabile per il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo del 65% sul consumo interno lordo al 2030, con un'estensione della partecipazione al meccanismo ad attori minori (impianti *roof-top* maggiori di 500 Kw) e un contestuale incremento della capacità incentivabile. Tale incremento è superiore al 100% nel periodo 2021-2028 per il solare rispetto alle

FIGURA 6. ESITI DELLE ASTE FOTOVOLTAICO 2018-2019:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx e €/c/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

FIGURA 7. ESITI DELLE ASTE EOLICO ONSHORE 2018-2019:
QUANTITÀ E PREZZI MEDI
(MW sx, €/c/kWh dx)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Bundesnetzagentur

allocazioni del 2019. Per l'eolico *onshore* si ha invece un incremento superiore al 40% nel 2021, sempre rispetto ai risultati delle aste 2019, e in media del 25% per il periodo 2022-2028.

Le maggiori criticità individuate nella nuova proposta di legge risiedono sia nei risultati delle aste, che in potenziali inefficienze del meccanismo di incentivazione per operatori di piccola taglia. Nel caso in cui i risultati delle aste sull'eolico fossero

analoghi a quelli del 2019 (se quindi le allocazioni si attestassero nell'intorno del 50% del volume in asta) verrebbe infatti a mancare circa un 10% della capacità rinnovabile rispetto al *target* 2030. Il cambiamento della regola di incentivazione e i maggiori adempimenti legati alla partecipazione al meccanismo d'asta potrebbero inoltre essere disincentivanti per i progetti solari di piccola taglia.