



*IREX Annual Report 2021*

# L'evoluzione del sistema elettrico italiano. Rinnovabili, infrastrutture, idrogeno

Sintesi dei risultati

*In cooperation with:*



*Endorsed by:*



## L'evoluzione del sistema elettrico italiano. Rinnovabili, infrastrutture, idrogeno

Direttore scientifico:

Alessandro Marangoni

Team:

Simone Amato Cameli

Francesco Marghella

Alberto Porta

Gian Paolo Repetto

Giulio Scopacasa

Emanuele Vendramin

*In cooperation with:*



*Endorsed by:*



Si ringraziano per la preziosa collaborazione i partner del rapporto che hanno contribuito con informazioni, idee e suggerimenti. Si intende che la responsabilità circa i contenuti, le valutazioni e le tesi sostenute rimane a totale carico dell'Autore.

## Indice

- 
- 1** Introduzione

---

  - 2** Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche

---

  - 3** Lo sviluppo e gli economics delle rinnovabili in Europa

---

  - 4** L'adeguatezza e la flessibilità del sistema elettrico italiano

---

  - 5** Le policy e i costi di sistema

---

  - 6** Lo storage nel sistema elettrico europeo

---

  - 7** Idrogeno verde, la grande sfida
-



# 1 Introduzione

*Transizione energetica e innovazione tecnologica stanno modellando l'evoluzione del settore elettrico in un 2020 condizionato dalla pandemia.*

Questa edizione 2021 dell'Irex Annual Report traccia il quadro di un settore elettrico a più facce, impegnato a resistere alla crisi indotta dalla pandemia e sempre più orientato al cambiamento. La transizione verde, ormai riconosciuta come una delle chiavi di volta dei piani di rilancio europei, spingerà sempre più gli investimenti nelle rinnovabili, nella smart energy, nella mobilità sostenibile e nell'idrogeno. In questo scenario, l'adeguatezza del sistema elettrico italiano necessita di investimenti ingenti su vari fronti: rinnovabili, capacità flessibile, storage e infrastrutture. Snellire velocemente la permitting chain e rivedere il market design sono ormai imperativi strategici per l'Italia.

## Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche

La crisi pandemica che ha segnato il 2020 non ha impedito una buona performance delle energie rinnovabili. Le operazioni mappate sono state 254 (+20% sul 2019), per 10,9 GW di potenza e 9,1 miliardi di euro di investimenti. Più di tre quarti delle operazioni riguardano il fotovoltaico (50%) e l'eolico (27%). La crescita organica conta 173 operazioni per 8,4 GW e 5,3 miliardi di euro, mentre le operazioni straordinarie sono 70 per un valore di 3,8 miliardi di euro (76% sono acquisizioni).

In Italia calano i deal sul mercato secondario degli impianti, ma sale la quota dei primi dieci investitori, dall'82 all'86% della potenza. Le core renewable si confermano prime per numero di operazioni totali, mentre sono sempre più attive le Oil&Gas company e le local utility, che puntano a recuperare il terreno perso negli anni scorsi.

Rallenta, seppur leggermente, il processo di internazionalizzazione che rimane comunque significativo, con 4,7 GW e 4,6 miliardi di euro di investimenti. Le Americhe restano la meta principale, con il 58% dei MW contro il 31% dell'Europa, in testa per numero di operazioni.

Proseguono gli investimenti nello sviluppo di biometano, storage e mobilità elettrica, mentre si affacciano sulla scena i primi progetti per l'idrogeno e l'offshore galleggiante.

## Lo sviluppo e gli economics delle rinnovabili in Europa

Nonostante la flessione dei prezzi nei mercati elettrici, le rinnovabili si sono dimostrate nel complesso resilienti, mantenendo pressoché inalterata la redditività degli investimenti.

A fronte di un LCOE medio europeo dell'eolico onshore che si attesta a 41,3 €/MWh (-2,2% sul 2019), il LEOE medio è di 47,6 €/MWh (-9,5% rispetto al 2019). Il maggior calo dei ricavi rispetto ai costi non è dovuto solo alla discesa dei prezzi all'ingrosso, ma anche al calo delle tariffe delle aste, in particolare in Spagna.

L'eolico offshore, invece, presenta un quadro più articolato, piuttosto variabile da sito a sito. Per gli impianti nel Mare del Nord il LCOE medio è di 36,4 €/MWh e LEOE di 40,3 €/MWh, mentre per i parchi nel Mediterraneo il LCOE è di 84,8 €/MWh e LEOE di 55; in molti casi la redditività, ai prezzi attuali, resta negativa.

Il fotovoltaico è in media profittevole per gli impianti commerciali, con LCOE di 63,3 €/MWh e LEOE di 74,2 €/MWh, mentre gli utility scale a terra fissi in alcune nazioni presentano risultati negativi. Il LCOE medio è di 53,5 €/MWh, mentre il LEOE è 51,0 €/MWh (-4,6%).

L'adozione di soluzioni innovative (pannelli bifacciali e tracker) consente di migliorare il differenziale tra LEOE e LCOE e i vantaggi aumentano al crescere del grado di insolazione.

## L'adeguatezza e la flessibilità del sistema elettrico italiano

L'evoluzione del fuel mix e della struttura industriale del settore elettrico rischia di incidere sull'adeguatezza del sistema, riducendo il margine di riserva, ormai ai minimi (2 GW nel 2020), nonostante la pandemia abbia frenato i consumi. I ritardi nel mercato della capacità, cui si sommano quelli autorizzativi per i nuovi impianti termoelettrici, sono alla base del rischio di inadeguatezza nel breve termine. In miglioramento i profili di adeguatezza nel medio-lungo periodo, a patto che si realizzino gli investimenti e si approvino le aste CM per il 2024-25. Entro il 2030, un grande contributo dovrà arrivare dallo storage.

I lavori per il phase-out proseguono tra burocrazia e nuovi progetti, mentre la generazione da carbone tocca un nuovo minimo. Preoccupa la Sardegna, che dovrebbe approvvigionarsi di GNL tramite virtual pipeline, aprendo uno spiraglio per la riconversione degli impianti. Il completamento della nuova connessione con la Sicilia è previsto per il 2026, prefigurando un ritardo di un anno sulla tabella di marcia.

## Le policy e i costi di sistema

L'approvazione dei nuovi obiettivi climatici UE apre le porte a una nuova trasformazione del sistema energetico, per la quale il settore elettrico è chiamato a svolgere un ruolo chiave. Per coglierne le opportunità serve una visione di lungo termine, al cui centro risiedono tre pilastri: minimizzazione dei costi, sicurezza degli approvvigionamenti ed equità sociale. Permettendo più snello, sviluppo degli accumuli, sostegno alle nuove tecnologie, riforma del sistema fiscale, sono tra le principali misure per le policy future. Nuove sfide riguardano il disegno di una nuova architettura di mercato elettrico a supporto della transizione verso un settore decarbonizzato, che non sia da ostacolo alla competitività delle imprese e che favorisca, invece, un rilancio industriale.

## Lo storage nel sistema elettrico europeo

In Europa gli accumuli elettrochimici sono in crescita significativa, essendo passati in termini di energy capacity da 0,6 GWh nel 2015 a circa 5,4 GWh nel 2020, di cui il 55% di grande taglia. Nonostante il particolare contesto, il 2020 è stato l'anno di maggior aumento (+1,8 GWh). La dinamica è favorita dal calo dei costi delle tecnologie, più rapido del previsto.

Riguardo agli impianti large scale, la potenza in esercizio è di circa 1,9 GW, di cui ben il 62% nel Regno Unito e il 25% in Germania; solo il 3% è in Italia. Emerge un grande dinamismo, con una significativa attività progettuale in diversi Paesi, tra cui spiccano Regno Unito (15 GW) e Irlanda (2,7 GW); interessanti attività anche in Germania (450 MW). Confrontando lo stato con gli obiettivi nazionali, il percorso di crescita appare comunque ancora lungo e incerto, in termini di framework regolatorio, sostenibilità economica e modello organizzativo. Si colgono, tuttavia, rilevanti fattori favorevoli allo sviluppo.

## Idrogeno verde, la grande sfida

Il nuovo contesto di policy creatosi tra fine 2019 e prima metà 2020 (Green Deal e Roadmap UE) ha portato a formulare strategie nazionali per la diffusione dell'idrogeno, favorendo, inoltre, il fiorire di numerose iniziative da parte delle aziende energetiche europee (utility, Oil&Gas e TSO) in cooperazione con altri settori industriali. Il 92% dei 60 progetti analizzati riguarda la produzione di idrogeno verde, con prevalenza dell'eolico offshore come fonte di alimentazione per l'elettrolisi. Per i target 2030, l'UE stima investimenti di 320-460 miliardi di euro, di cui circa l'80% nella fase di produzione (elettrolisi ed energie rinnovabili associate).

La diffusione dell'idrogeno verde rappresenta una nuova frontiera per la decarbonizzazione in UE, ricca di potenzialità ma non priva di fattori di incertezza e difficoltà, essendo il suo successo legato ad una serie di condizioni interconnesse di complessa realizzabilità.

## 2 Gli investimenti italiani e le tendenze strategiche

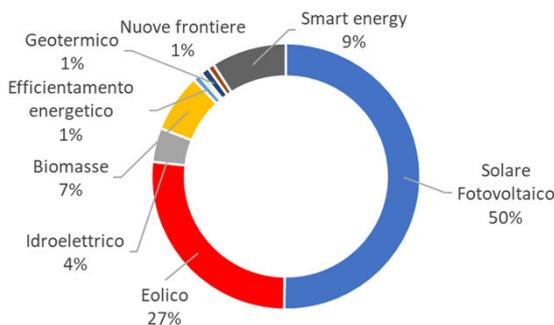
*Nonostante la difficile situazione congiunturale, nel 2020 il settore delle energie rinnovabili italiane si è mostrato dinamico e resiliente.*

La mappatura considera tutti gli investimenti utility-scale effettuati nel nostro Paese (da imprese italiane o straniere), oltre alle operazioni svolte all'estero dalle imprese italiane. Sono coperte tutte le principali tecnologie utilizzate nei settori delle rinnovabili, della smart energy e dell'efficienza energetica. Si considerano sia le operazioni di crescita organica che quelle di finanza straordinaria, oltre agli accordi di fornitura.

L'analisi degli investimenti censiti mostra che, anche in un anno di profonda crisi economica, il settore delle energie rinnovabili si è mantenuto dinamico e reattivo. Nel 2020, infatti, sono state registrate 254 operazioni, per 10,9 GW di potenza e 9,1 miliardi di euro. Rispetto al 2019, sono cresciute in numero (+20%) e in potenza (+7%), mentre sono diminuite in termini di valore (-4,4%).

**254 operazioni:  
10,9 GW per 9,1  
miliardi di euro**

Figura 2.1 Le operazioni per tecnologia



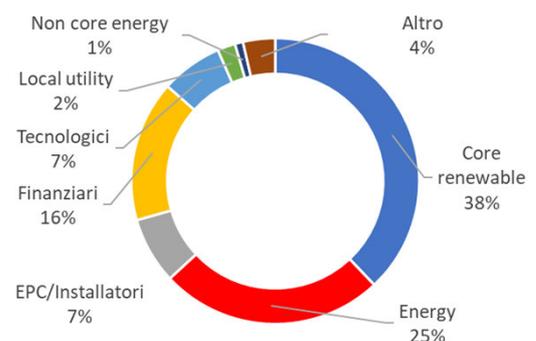
Tra le **tecnologie**, il fotovoltaico copre la metà delle operazioni mappate. Nonostante la forte diminuzione rispetto al 2019, l'eolico si conferma secondo (27%), e continua ad essere primo in termini di potenza (5,1 GW) e valore economico (4 miliardi). Crescono biomasse (dal 4% al 7%) e smart energy (dal 6% al 9%). Stabili idroelettrico (4%) e geotermico (1%). Diminuiscono ancora, passando entrambe dal 2% all'1%, l'efficienza energetica e le nuove frontiere tecnologiche. In controtendenza rispetto al 2019, la maggioranza delle operazioni (57%) è avvenuta all'interno dei confini nazionali.

### Crescita organica: Italia batte estero, ma sono progetti in via di autorizzazione

Sebbene si riconfermino come gli **attori** più attivi, i core renewable passano dal 46% al 38% delle operazioni. Spicca l'aumento di attività degli energetici, coinvolti nel 25% delle operazioni contro il 14% del 2019. Pressoché invariate le quote di investitori finanziari (16%), mentre scendono gli EPC/installatori (7%), e i tecnologici (7%).

La **crescita per linee interne** conta 173 operazioni (68% del totale), per 8,4 GW e 5,3 miliardi. Sono quasi completamente (94%) nuovi impianti/progetti. Il fotovoltaico e l'eolico costituiscono insieme il 91% del valore e il 93% della potenza. Rispetto all'anno scorso è salito il peso del fotovoltaico, che vale 4,2 GW.

Figura 2.2 Gli attori



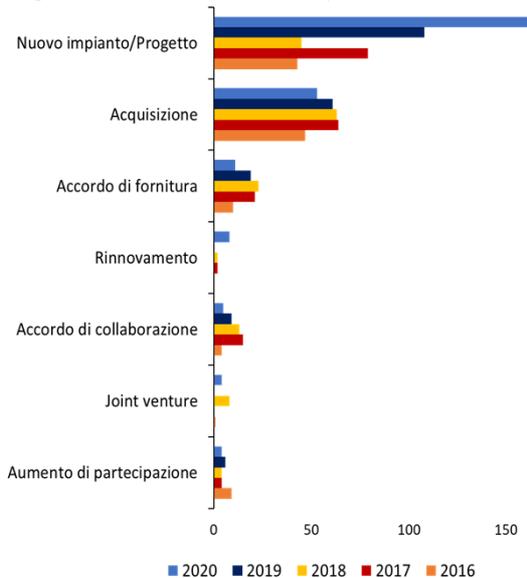
Come nel 2019, la crescita organica in Italia nel 2020 ha superato quella all'estero, con l'86% delle operazioni entro i confini nazionali, per il 55% della potenza e il 54% del valore.

La maggioranza delle operazioni in Italia riguarda tuttavia progetti in attesa di autorizzazione, soprattutto nell'eolico e fotovoltaico. Gli investimenti esteri valgono 3,7 GW e 2,4 miliardi di euro e si concentrano in prevalenza negli Stati Uniti e in America Latina.

**173 operazioni di crescita interna per 5,3 miliardi**

**70 operazioni di crescita esterna per 3,8 miliardi**

**Figura 2.3 Il trend delle operazioni**



La **crescita per linee esterne** conta 70 operazioni (il 28% del totale), per 3,8 miliardi. Si tratta per il 76% di acquisizioni, seguite a distanza da accordi di collaborazione (7%), aumenti di partecipazione (6%) e joint venture (6%). Prevalgono le operazioni domestiche (54), per circa 1 GW di potenza e 1,5 miliardi di euro.

Il mercato secondario totale degli impianti ha coperto il 66% del numero di operazioni straordinarie 2020, per 1,8 GW (in netto calo rispetto ai 3,5 GW del 2019) e un valore di 2,6 miliardi di euro. Come l'anno scorso, le tecnologie più interessate sono state il fotovoltaico (55%), seguito dall'eolico (30%) e dalle biomasse (14%).

Guardando al **quinquennio**, nel 2020 si è consolidata la crescita dei nuovi impianti/progetti. Viceversa, continua il trend di discesa di acquisizioni, accordi di fornitura e collaborazione. Nel 2020 sono riprese le joint venture, si sono ridotti gli aumenti di partecipazione e sono scomparse le fusioni.

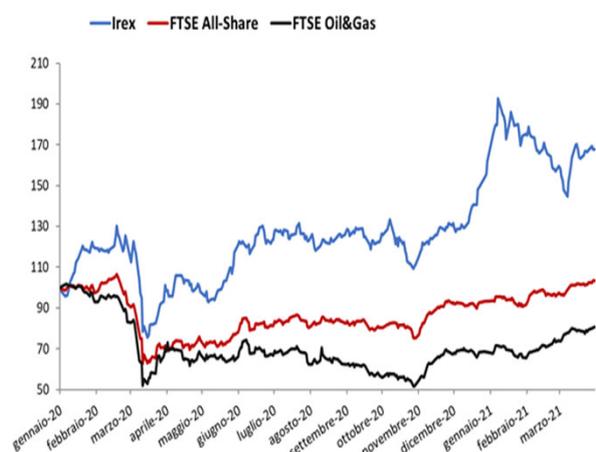
**Mercato secondario, rallentano i deal nel 2020: 1,8 GW e 2,6 miliardi**

L'**IREX Index**, dal 2008 benchmark per le small-mid cap pure renewable quotate su Borsa Italiana, ha chiuso il 2020 con una crescita del 62,2%. Un risultato overperforming sia rispetto al FTSE All Share che al FTSE Oil&Gas, ancora più notevole se si considera la difficile situazione congiunturale.

Nel 2020, le quattordici imprese dell'Indice hanno svolto 20 operazioni per 480 MW e 815 milioni di euro. Rispetto al 2019, sono calate in numero e in potenza, ma sono aumentate in valore. Le tecnologie coinvolte sono il fotovoltaico (67% delle operazioni), l'eolico (23%), l'idroelettrico (5%) e le biomasse (5%). Si è trattato in prevalenza di acquisizioni (35% delle operazioni, l'81% della potenza e il 12% del valore), seguite da accordi di fornitura (25%) e nuovi impianti/progetti (25%).

**Pure renewables quotate meglio del mercato, nonostante la crisi pandemica**

**Figura 2.4 IREX Index e mercati mobiliari**



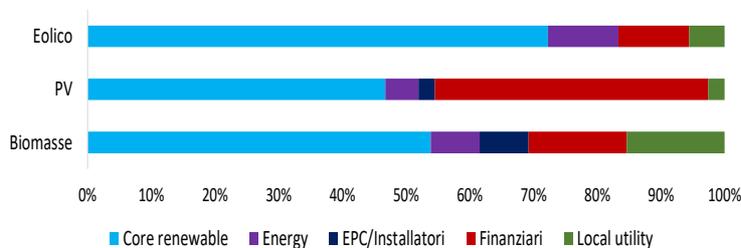
## Prosegue il consolidamento del comparto e l'internazionalizzazione delle imprese italiane, mentre crescono i progetti innovativi.

Gli obiettivi di decarbonizzazione e la spinta verso l'elettificazione dei consumi determinano i percorsi di crescita delle imprese, delineando i trend strategici più rilevanti, che sono:

- il consolidamento del settore, seppur più lento dato il calo delle operazioni di M&A;
- nuove pipeline di progetti e rinnovamenti, supportati anche da investitori finanziari e PPA;
- il processo di internazionalizzazione, seppur meno marcato che in passato;
- lo sviluppo tecnologico e i nuovi business, come l'eolico offshore e l'idrogeno.

La diminuzione dei deal nel mercato secondario italiano, con il rallentamento del processo di **consolidamento** in alcuni segmenti, ha modificato una tendenza costante da diversi anni. La capacità scambiata in Italia è passata da 1,7 GW a 880 MW, di cui il 52% relativo al fotovoltaico.

Figura 2.5 I deal: player e tecnologia



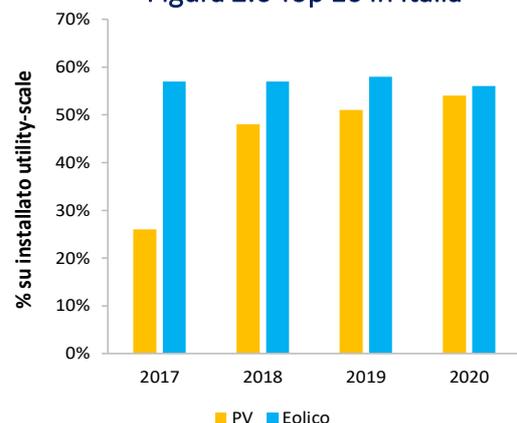
La quota dei MW scambiati dai primi dieci investitori per potenza sale, però, dall'82% al 86%. Gli attori principali sono i core renewable (54%), attivi specialmente nell'eolico, dove sono cresciuti del 32%. In aumento i player diversi dai core rinnovabili, come le local utility e le Oil&Gas company.

Il processo di consolidamento prosegue nel settore fotovoltaico, dove i dieci maggiori operatori detengono il 54% della capacità utility scale. Il comparto continua, tuttavia, ad essere molto frazionato, con diverse società con portafogli di dimensioni simili.

L'andamento delle prime 10 imprese per installato nell'eolico evidenzia una frenata del processo di concentrazione. Al calo della potenza posseduta (-2%) si aggiungono l'entrata di nuovi player e le riorganizzazioni societarie, creando un inedito dinamismo in un settore tendenzialmente stabile.

Lo sviluppo di **nuove pipeline di progetti** per oltre 3 GW nel 2020, grazie alla crescente competitività delle fonti rinnovabili, si è accompagnato alle attività di rinnovamento del parco impianti italiano spinte dal progresso tecnologico e dal calo dei costi.

Figura 2.6 Top 10 in Italia



**Il fotovoltaico si consolida, nell'eolico frena la concentrazione, mentre crescono i nuovi progetti**

Oltre alle aste, si sviluppano progetti di impianti in market parity. La crescita dei PPA è ancora lenta, ma resta cruciale per garantire la sostenibilità e la bancabilità degli investimenti nell'attuale disegno di mercato in mancanza di policy più incisive.

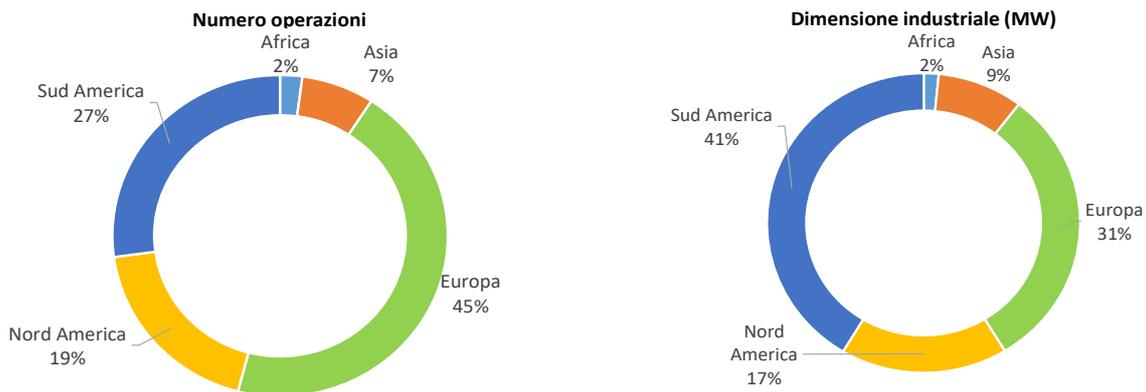
Ulteriori stimoli arrivano dal mondo finanziario, con il lancio di fondi di investimento per le rinnovabili e l'efficienza energetica, e l'uso di strumenti come l'equity crowdfunding nel fotovoltaico.

**Attività estere: 4,7 GW  
e 4,6 miliardi di euro**

Nonostante un mercato globale colpito dalla crisi dovuta alla pandemia, il **processo di internazionalizzazione** non si è arrestato sebbene abbia subito un leggero rallentamento rispetto al 2020. La potenza interessata passa da 4,9 GW a 4,7 GW per un valore degli investimenti pari a 4,6 miliardi di euro (4,9 nel 2019).

Le attività principali restano le realizzazioni di nuovi impianti (48%), in crescita rispetto al 2019. Seguono le acquisizioni e le partnership, che rimangono strategie rilevanti per crescere all'estero.

**Figura 2.7 Operazioni all'estero**



In Europa si è registrato il maggior numero di operazioni (45%), ma con il 31% della potenza e il 27% del valore. Le iniziative principali sono i nuovi impianti, pari al 57%, superando così le acquisizioni.

Le Americhe coprono il 58% della capacità, con i big player che hanno continuato a costruire grandi impianti, specialmente in America Latina. Restano marginali l'Asia e l'Africa, con il 7% e il 2% delle operazioni.

In Italia, il **biometano** continua il trend di crescita con l'installazione di nuovi impianti e l'entrata di nuovi player, come i fondi d'investimento (attratti dagli alti ritorni) e gli operatori del gas, spinti dalla necessità di decarbonizzare il loro business originario.

Il mercato della **mobilità elettrica** è oramai pronto all'avvio grazie agli sviluppi della tecnologia, all'aggregazione degli attori lungo la filiera e agli accordi tra società automotive ed energetiche.

**Biometano,  
storage, mobilità  
elettrica, idrogeno  
cambiano il settore**

In un sistema elettrico sempre più flessibile e decentralizzato continua la progressiva penetrazione delle soluzioni di **demand response** e di **storage**. Oltre all'installazione di sistemi di accumulo associati a impianti, le imprese stanno puntando alla creazione di piattaforme digitali per la gestione della generazione distribuita e delle comunità energetiche.

Progetti innovativi per l'Italia riguardano l'**eolico offshore**, con l'annuncio di 3,5 GW di progetti al largo delle coste italiane, e il fotovoltaico galleggiante in corso di sperimentazione.

L'**idrogeno**, supportato da iniziative strategiche europee, ha attirato un forte interesse dei grandi operatori nazionali. Sono stati siglati numerosi accordi di collaborazione per avviare studi e sperimentazioni sulla produzione, distribuzione e l'utilizzo nel settore industriale e dei trasporti.

**Nuovi impianti  
driver di crescita  
internazionale**

### 3 Lo sviluppo e gli economics delle rinnovabili in Europa

**Nonostante prezzi elettrici in calo in tutta Europa le rinnovabili restano profittevoli: eolico onshore e fotovoltaico commerciale i più redditizi.**

Sebbene il 2020 sia stato segnato dalla pandemia, eolico e fotovoltaico si sono dimostrati nel complesso resistenti, mantenendo pressoché inalterata la redditività degli investimenti. Questo quadro degli economics può essere di buon auspicio in vista del ritorno alla normalità, anche grazie al pacchetto di stimoli messo in campo dall'UE con il piano Next Generation EU.

La convenienza degli investimenti è valutata tramite il confronto tra LCOE e LEOE, i due indicatori che stimano i costi e i ricavi unitari degli impianti secondo un approccio life cycle. I calcoli considerano per l'eolico onshore un impianto da 15 MW, mentre per il fotovoltaico si segue un doppio binario: installazioni commerciali da 100 kW ed utility scale da 1 MW. In questa edizione dell'Irex Report due nuove sezioni sono dedicate all'eolico offshore (400 MW la taglia considerata) e alle configurazioni innovative del fotovoltaico utility scale (con pannelli bifacciali o con tracker solari).

I **prezzi elettrici** all'ingrosso nel 2020 hanno mostrato un crollo generalizzato, aggiornando i minimi storici di diversi Paesi. La media è stata di 34,5 €/MWh, in flessione del 24,7% sul 2019. Tutti i mercati hanno registrato una diminuzione rispetto all'anno precedente.

Figura 3.1 Prezzi elettrici in Europa

Paesi	Prezzo medio elettricità all'ingrosso (€/MWh)		
	2020	2019	Δ
Danimarca	26,7	39,0	-31,5%
Francia	32,1	38,7	-17,0%
Germania	30,5	37,4	-18,5%
Grecia	45,0	63,8	-29,4%
Italia	38,9	52,3	-25,6%
Paesi Bassi	32,2	38,4	-16,0%
Polonia	47,2	53,6	-11,9%
Spagna	34,0	47,7	-28,8%
Svezia	19,0	38,7	-51,0%
UK	39,6	49,0	-19,2%
Media	34,5	45,9	-24,7%

#### Prezzi elettrici in forte flessione nel 2020

L'area scandinava, in particolare, aggiorna i record negativi da 17 anni, mentre in Polonia si registra il calo più contenuto (-11,9%). In Italia il PUN si è attestato in media a 38,9 €/MWh (-25,6% vs. il 2019), segnando il valore più basso dall'avvio del mercato elettrico. Al pari dell'Italia, hanno registrato una brusca discesa i mercati di Francia (32,1 €/MWh; -17,0%), Spagna (34,0 €/MWh; -28,8%), Regno Unito (39,6 €/MWh; -19,2%) e Germania (30,5 €/MWh; -18,5%).

Le motivazioni sono riconducibili all'effetto combinato di calo dei consumi, crollo dei prezzi del gas (-31,9% il TTF) e forte contributo delle FER nel mix produttivo, sostenute anche da prezzi della CO<sub>2</sub> elevati soprattutto nell'ultima parte dell'anno, quando hanno superato stabilmente i 30 €/ton.

#### Aste principale strumento per il sostegno alle FER

Nel 2020 lo strumento delle **aste** è stato adottato da 19 Paesi europei. Hanno utilizzato aste tecnologicamente neutre 16 Paesi, di cui 6 hanno messo a gara eolico e solare e gli altri 10 una combinazione di diverse tecnologie. In Germania, Francia e Spagna il fotovoltaico è uscito di gran lunga vincitore dal confronto con le altre fonti, mentre in Italia e Polonia ha prevalso l'eolico.

Questo strumento ha mostrato negli anni una tendenza al ribasso dei prezzi di aggiudicazione non lineare, ma con alti e bassi. La definizione del prezzo avviene per la maggior parte tramite una "feed-in-premium", ad eccezione di Italia, Polonia, Irlanda, Regno Unito e Spagna che, invece, prevedono i Contract for Difference (CFD).

## L'eolico onshore

Nel 2020 sono stati installati 8 GW di nuova capacità onshore nell'EU27, circa il 16% in meno rispetto al 2019. Ad incidere sul settore, più che gli effetti della pandemia, sono state le inerzie dei governi nell'affrontare in modo organico i problemi autorizzativi e nel mettere in atto strategie efficaci per il repowering. La Germania rimane leader con 1.431 MW di nuovi impianti (il 17% delle nuove installazioni in EU27 e +33% rispetto al 2019), seguita da Spagna con 1.400 MW (ma con -40% rispetto al 2019) e Francia con 1.318 MW (in linea con il 2019). Per l'Italia appena 85 MW (-79% sul 2019). I repowering hanno contribuito soltanto per 345 MW (meno delle dismissioni), di cui la maggior parte in Germania e Grecia. Nel 2020, a causa del Covid-19, è slittato il completamento di molti progetti assegnatari delle aste 2018 e 2019.

Figura 3.2 Struttura del LCOE medio per eolico onshore - 2020



Il valore medio del **LCOE** per i Paesi esaminati si attesta a 41,3 €/MWh, in discesa del 2,2% rispetto al 2019. La tecnologia si conferma la componente principale, con un'incidenza del 36,9%, seguita dal costo del capitale, pari al 18,6%, ma con significative differenze tra i Paesi. Seguono i costi di O&M (16,9%) e gli oneri di progettazione e permitting (11,8%), per i quali Italia, Grecia e Polonia esprimono valori doppi rispetto a Svezia e Danimarca.

Ad eccezione di UK (+3,0%) e Polonia (+1,0%), gli altri Paesi mostrano una discesa del LCOE sul 2019, con i maggiori cali in Grecia (-8,1%), Svezia (-4,6%) e Spagna (-3,7%). I costi di generazione sono compresi tra i 34,1 €/MWh della Svezia e i 54 €/MWh dell'Italia.

Sul fronte dei ricavi, forte contrazione del **LEOE**, in media 47,6 €/MWh (-9,5% rispetto al 2019). A pesare sono la discesa dei prezzi all'ingrosso e il calo delle tariffe in esito alle aste. Il panorama tra le varie nazioni è assai diversificato, con valori molto bassi in Spagna e Svezia, mentre i più elevati si riscontrano in Italia, Francia e Germania.

Figura 3.3 LCOE-LEOE eolico onshore

Paesi	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ %
Danimarca	38,1	44,7	6,7	17%
Francia	39,5	57,8	18,3	46%
Germania	39,1	56,4	17,3	44%
Grecia	46,4	58,2	11,8	25%
Italia	54,0	64,0	10,0	18%
Paesi Bassi	37,7	44,1	6,4	17%
Polonia	44,1	49,0	4,8	11%
Spagna	39,8	28,5	-11,2	-28%
Svezia	34,1	28,0	-6,1	-18%
UK	40,7	45,5	4,8	12%
Media	41,3	47,6	6,3	15%

**Buona profittabilità dell'eolico nel 2020: elevata in Francia, Germania, Grecia e Italia, ma critica in Spagna e Svezia**

Dal confronto tra **LEOE e LCOE** si evince che in media l'eolico presenta una buona profittabilità in Europa, anche se in calo rispetto al 2019. In Francia, Germania, Grecia e Italia il differenziale tra LEOE e LCOE rimane elevato, mentre risulta negativo in Spagna e Svezia. Permangono, però, evidenti difficoltà nel permitting in alcuni Paesi ed è, quindi, necessaria un'azione più decisa dei governi in questa direzione, con un maggior coordinamento tra gli enti coinvolti nel processo autorizzativo. Le nazioni che hanno investito molto nel passato su questa tecnologia scontano oggi l'esaurirsi progressivo dei siti con maggiore producibilità.

Al contempo presentano, però, un numero crescente di impianti datati che necessitano di interventi di ammodernamento. Il tema sta, quindi, diventando sempre più rilevante, ma i provvedimenti nazionali a favore sono ancora scarsi e disomogenei.

## L'eolico offshore

Lo scorso anno le **nuove installazioni** di eolico offshore nell'EU27 sono state 2,4 GW. I Paesi Bassi guidano la classifica con 1,5 GW (mentre nel 2019 non avevano registrato alcun nuovo impianto), seguiti dal Belgio (706 MW), Regno Unito (483 MW) e Germania (219 MW). A livello cumulato è il Regno Unito ad avere il parco più consistente (10,4 GW), seguito da Germania (7,7 GW), Paesi Bassi (2,6 GW), Belgio (2,2 GW) e Danimarca (1,7 GW). A differenza dell'onshore, è un mercato nuovo, presente in poche nazioni, con la maggior parte delle installazioni affacciate sul Mare del Nord (91%) e Mar Baltico (8,9%). Inoltre, lo sviluppo non è stato lineare negli anni: ad esempio, la Danimarca non ha avuto nuove installazioni nel 2020, mentre la Germania due soli nuovi impianti. Questo anche a causa della taglia dei parchi, che risulta nettamente superiore all'onshore.

Nel 2020 il **LCOE** in Europa va dai 36,4 €/MWh per gli impianti nel Mare del Nord (Paesi Bassi) agli 84,8 nel Mediterraneo. In media è di 57,6 €/MWh, la cui significatività è limitata dalle differenze tra i vari siti in termini di ventosità, profondità delle acque, vicinanza con impianti già esistenti, condizioni climatiche, ecc..

Figura 3.4 LCOE-LEOE eolico offshore

Aree	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ %
Mare del Nord	36,4	40,3	3,9	11%
Mar Baltico	44,0	43,8	-0,3	-1%
Oceano Atlantico	65,2	40,3	-24,9	-38%
Mar Mediterraneo	84,8	55,0	-29,8	-35%
Media	57,6	44,9	-12,8	-22%

Rispetto al Mare del Nord, gli impianti nell'Oceano Atlantico e nel Mediterraneo sono penalizzati da maggiori costi di progettazione e sviluppo (per tempi più lunghi di permitting) e della tecnologia (a causa di fondali più profondi). Anche gli oneri finanziari penalizzano gli impianti nel Mediterraneo.

**LCOE 36,4 €/MWh nel Mare del Nord, 84,8 €/MWh nel Mediterraneo**

L'analisi dei ricavi è stata condotta considerando i meccanismi di sostegno in essere nel 2020 (Mare del Nord) o gli ultimi esiti delle aste 2019 o 2018 (Mare del Nord, Mar Baltico, Oceano Atlantico) ove non bandite nel 2020. In assenza di un sistema recente di sostegno all'offshore, la media dei prezzi elettrici all'ingrosso negli ultimi quattro anni (Mar Mediterraneo).

I valori del **LEOE** variano da un minimo di 40,3 €/MWh per i parchi eolici nel Mare del Nord ai 55,0 per quelli nel Mediterraneo e mediamente si attestano a 44,9 €/MWh. L'analisi della redditività, data dal differenziale tra LEOE e LCOE, risulta positiva nel Mare del Nord (Paesi Bassi), molto vicina alla parità nel Mar Baltico e negativa negli altri casi considerati.

Il confronto tra **LEOE e LCOE** per l'offshore rappresenta, però, un riferimento puramente indicativo, date le sostanziali differenze nelle caratteristiche dei siti, nella tecnologia utilizzata e nei sistemi di sostegno presenti. La natura sito-specifica condiziona, infatti, in modo rilevante i costi della tecnologia, delle connessioni e dell'O&M: installazioni più o meno vicine alla costa, su fondali più o meno profondi, esposte a condizioni meteorologiche più o meno estreme. La logistica risulta molto più onerosa dell'onshore, mentre vanno considerati i risparmi nella costruzione, nella gestione degli impianti e nelle connessioni di rete, laddove si sviluppino sinergie con parchi offshore vicini. Per questi motivi, molti Paesi che si affacciano sul Mare del Nord e sul Mar Baltico stanno portando avanti programmi comuni per la creazione di veri e propri hub per le infrastrutture di rete necessarie all'offshore.

**LEOE compreso tra 40,3 €/MWh e 55 €/MWh**

**Redditività positiva solo nel Mare del Nord**

## Il fotovoltaico

Nonostante il contesto, **la capacità fotovoltaica in Europa** è aumentata di ulteriori 18,7 GW nel 2020 (+11% rispetto al 2019), mostrando la crescita più robusta dal 2011. Raggiunge così i 137,2 GW nel 2020, con la maggior parte della nazioni che ha segnato aumenti superiori a quelli del 2019. Il principale mercato è sempre la Germania (+4,8 GW rispetto al 2019), seguita dai Paesi Bassi (+2,8 GW) e dalla Spagna (+2,6 GW).

Il valore medio del **LCOE** per gli **impianti commerciali** è di 63,3 €/MWh e di 53,5 per gli **utility scale**, segnando un calo nei confronti del 2019 rispettivamente dell'1,6% e del 5,4%. La Spagna presenta i valori più contenuti per entrambe le taglie, mentre all'estremo opposto troviamo UK. Permane ampia la variabilità tra i costi, che rispecchia il diverso grado di insolazione dei Paesi. Per i grandi impianti la tecnologia e l'O&M sono le due voci di costo maggiori (31% e 28%), ma Italia e Spagna sono ancora penalizzate dal più alto costo del capitale (20% e 19% del LCOE). Il permitting in media ha un'incidenza del 7% del LCOE, ma in Italia supera il 12%.

Figura 3.5 LCOE-LEOE PV 2020

Paese	Taglia impianto	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%
Francia (Sud)	100 kW	58,5	84,9	26,4	45%
Germania	100 kW	60,0	69,6	9,5	16%
Italia (Nord)	100 kW	68,1	93,0	25,0	37%
Italia (Sud)	100 kW	56,3	93,0	36,7	65%
Paesi Bassi	100 kW	70,4	68,2	-2,2	-3%
Spagna	100 kW	47,3	34,0	-13,4	-28%
UK	50 kW	82,4	77,0	-5,5	-7%
<b>Media commerciali</b>		<b>63,3</b>	<b>74,2</b>	<b>10,9</b>	<b>17%</b>
Francia (Sud)	1 MW	53,1	55,7	2,6	5%
Germania	1 MW	53,5	49,7	-3,8	-7%
Italia (Sud)	1 MW	50,5	63,3	12,8	25%
Polonia	1 MW	57,8	49,0	-8,8	-15%
Spagna	1 MW	38,7	27,9	-10,8	-28%
UK	1 MW	67,2	60,6	-6,6	-10%
<b>Media Utility Scale</b>		<b>53,5</b>	<b>51,0</b>	<b>-2,4</b>	<b>-5%</b>

**Redditività media: +17,3% per il fotovoltaico commerciale ...**  
**... ma -4,6% per utility scale**

Sul fronte dei ricavi il **LEOE** medio per gli **impianti commerciali** è di 74,2 €/MWh, con un minimo di 34,0 €/MWh in Spagna ed un massimo di 93 in Italia. Per gli **utility scale** la media nel 2020 si attesta a 51 €/MWh, sempre con Spagna e Italia a segnare i due valori estremi. Rispetto al 2019 scende (-8,1% per gli impianti commerciali e -7,5% per quelli di grande taglia) a causa del crollo dei prezzi elettrici e dell'esito di alcune aste (Spagna), mentre sono in controtendenza Polonia e Italia. In termini di redditività la **differenza tra LEOE e LCOE** per gli impianti commerciali è in media positiva (+17,3%), con in testa Italia (+65% Sud e +37% Nord), Francia (+45%) e Germania (+16%), mentre è negativa per i grandi impianti (LEOE-LCOE -4,6%), con le sole eccezioni di Francia (+5%) e Italia (+25%).

Figura 3.6 LCOE-LEOE bifacciali e tracker

Paese	LEOE (€/MWh)	Bifacciali			Tracker		
		LCOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%	LCOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%
Francia (Sud)	55,7	48,9	6,8	13,8%	49,5	6,2	12,4%
Germania	49,7	50,4	-0,8	-1,5%	50,8	-1,1	-2,2%
Italia (Sud)	63,3	46,0	17,3	37,5%	47,0	16,3	34,8%
Spagna	27,9	33,9	-6,1	-17,9%	35,9	-8,1	-22,5%
<b>Media</b>	<b>49,1</b>	<b>44,8</b>	<b>4,3</b>	<b>9,6%</b>	<b>45,8</b>	<b>3,3</b>	<b>7,3%</b>

L'impiego di **pannelli bifacciali** e di **tracker** in un impianto utility scale consente un aumento della producibilità rispetto alle configurazioni tradizionali, a fronte però di maggiori costi della tecnologia, mentre per i tracker incidono anche maggiori consumi di energia e costi più alti di O&M.

In entrambi i casi si riscontra un miglioramento del **LCOE** (-8,7% per i bifacciali e -6,5% per i tracker). L'adozione di tecnologie innovative migliora il differenziale tra LEOE e LCOE con la riduzione dei costi unitari di generazione in tutti i casi considerati. I vantaggi aumentano al crescere del grado di insolazione. Tra le due soluzioni, l'adozione dei pannelli bifacciali presenta i maggiori benefici, grazie soprattutto ai minori costi di gestione dell'impianto.

**Soluzioni innovative convenienti, in particolare nei Paesi a più alto irraggiamento**

## 4 L'adeguatezza e la flessibilità del sistema elettrico italiano

*Margine di riserva ridotto e sistema vulnerabile agli eventi estremi all'estero, in attesa delle nuove aste del capacity market. Al 2030 sistema adeguato anche grazie agli accumuli.*

I nuovi obiettivi di decarbonizzazione devono confrontarsi con l'assetto attuale del settore elettrico italiano e con la sua capacità di evolvere, continuando a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema nel suo insieme.

I principali risultati dell'analisi di adeguatezza europea indicano un livello di rischio per lo più basso nel 2025 e 2026, con un'evoluzione positiva in alcune zone dal primo al secondo anno obiettivo. Alcune nazioni e zone mostrano, però, alti rischi di inadeguatezza, tra cui Malta, Sardegna, Turchia e Irlanda. Il rischio per la Sardegna si annulla, o quasi, al 2030.

Nel breve termine l'impatto del Covid è considerato neutro o lievemente positivo per l'adeguatezza, nonostante i previsti ritardi nei progetti di espansione della rete, nella generazione termoelettrica e in quella rinnovabile. Forte incertezza permane nel medio-lungo termine.

**Minimo margine di riserva ridotto a 2 GW a causa delle dismissioni di capacità flessibile**

In Italia, la domanda di energia elettrica nel 2020 è crollata al minimo dal 2001. La **punta in potenza** per il sistema Italia si è verificata in luglio, come nel 2019. Il carico ha toccato i 55.450 MW, in contrazione per circa 3 GW rispetto all'anno precedente (58.816 MW). Il massimo storico resta quello del 2015 (60.491 MW).

Continua la perdita di capacità termoelettrica: a partire dal 2013, circa 17 GW sono stati dismessi. Nell'ultimo anno il deficit è stato di altri 1,3 GW. Sale, seppur lentamente, la capacità da fonti rinnovabili: 785 MW di nuova potenza tra fotovoltaico (626 MW), eolico (85 MW), idroelettrico (66 MW). Le bioenergie hanno fatto segnare un +8 MW.

Si aggravano, così, i problemi di adeguatezza per l'Italia. Per il 2020 il **margine di riserva** minimo ha toccato un record negativo di soli 2 GW, nonostante il basso livello della domanda. L'episodio è accaduto a fine estate, in concomitanza di diversi eventi che hanno riguardato anche l'Europa continentale.

**Analisi previsionale: il sistema rimane a immediato rischio di inadeguatezza in estate**

L'analisi di adeguatezza del sistema a salire considera due scenari sviluppati con il modello NET: uno di tipo tendenziale (Stated Policy - SP), con cui non si riuscirebbe a centrare gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, e un secondo (UE55) compatibile con il Green Deal europeo.

Nel periodo estivo si evidenziano rischi di **inadeguatezza nell'immediato**. Con la disponibilità di impianti alla punta e i limiti di transito transfrontalieri attesi, nel 2022 non si riuscirebbe a coprire il picco di domanda (+ riserva) di 63,5 GW previsto.

Per la stagione invernale, con un picco di domanda (+ riserva) atteso più basso e pari a 58,7 GW, i risultati mostrano una situazione di adeguatezza, con margini che superano il 20%.

**Aste capacity market:  
impianti già selezionati  
ma non autorizzati  
nei tempi previsti**

Le prospettive nel medio-lungo termine (2026) sono legate alle dinamiche del capacity market e ai tempi burocratici per l'installazione di nuova potenza ad alta flessibilità. Anche nell'ipotesi che la capacità assegnata alle aste 2022-23 sia in esercizio, la potenza da termoelettrico scenderebbe fino ai 56,4 e ai 56,8 GW nei due scenari a causa della dismissione degli impianti esistenti, con ancora 2,3-3 GW da carbone.

Ciò non basterebbe a fronteggiare una punta (inclusa la riserva) estiva di 66,5 GW, evidenziando un **rischio di inadeguatezza** più marcato nello scenario SP, in cui rinnovabili e accumuli non avrebbero una crescita significativa. Le prossime aste del capacity market (2024-25) dovrebbero ovviare al deficit. Sulla loro disciplina si intende aprire una nuova consultazione. Terna ha dichiarato che non concederà un'ulteriore proroga alle scadenze per la nuova capacità in ritardo sull'iter autorizzativo, ma la possibilità di partecipare alle procedure di assegnazione future.

Nel lungo termine (2030), con un picco di domanda (oltre alla riserva) previsto a 69,5 GW, il deficit di capacità disponibile è previsto in miglioramento nello scenario UE55, con un margine del 2%.

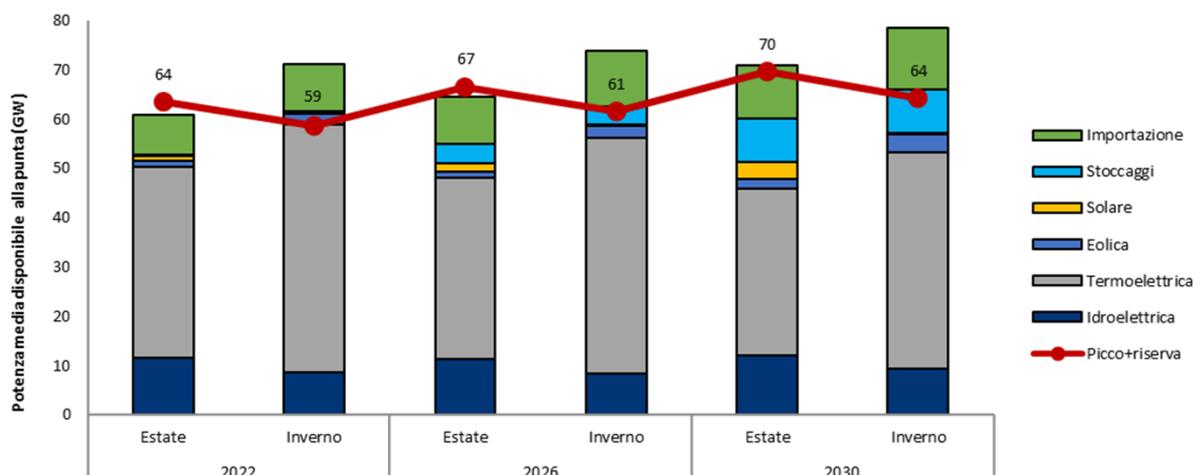
Il **contributo alla punta dello storage** (pompaggi più batterie) supererebbe i 14 GW. Il ruolo delle importazioni si confermerebbe decisivo, nonostante il potenziale ridotto rispetto alle precedenti analisi a causa dell'abbandono di alcuni progetti su linee transfrontaliere. Le risorse nazionali non sarebbero in grado di fronteggiare le punte invernali nello scenario SP.

**2026: per l'adeguatezza servono 2-5,7 GW di potenza disponibile alla punta**

**2030: sistema adeguato grazie a accumuli necessari per stabilizzare la generazione da FRNP**

L'analisi dell'**adeguatezza a scendere** vede la generazione non programmabile da fotovoltaico ed eolico in costante aumento. Il carico residuo non ha risentito in modo eccezionale della pandemia. Il minimo del 2020 è più basso di quello del 2019 per soli 165 MW. La penetrazione di FRNP si accompagna, tuttavia, a un'accentuazione della rampa di presa di carico nelle ore serali, con un aumento di 600 MW in media nel 2020 sul 2019 e di 1 GW rispetto al 2018.

Figura 4.1 L'adeguatezza del sistema a salire - Scenario UE55



## **Phase-out carbone al 2025 sempre più critico: rinnovabili e accumuli a passo lento, reti completate al 2026-28 per via dei processi autorizzativi.**

Negli ultimi due rapporti IREX è stata dedicata una sezione specifica alla dismissione o riconversione degli impianti a carbone, con l'intento di disegnare un possibile cronoprogramma dei lavori e monitorare lo stato di avanzamento degli interventi necessari. Di questi fanno parte, in primo luogo, i piani elaborati dai gestori e, secondariamente, l'elenco di interventi sul parco di generazione e sulle reti già specificato nella SEN 2017 e confermato nel PNIEC, in modo da permettere la loro uscita garantendo la sicurezza del sistema elettrico.

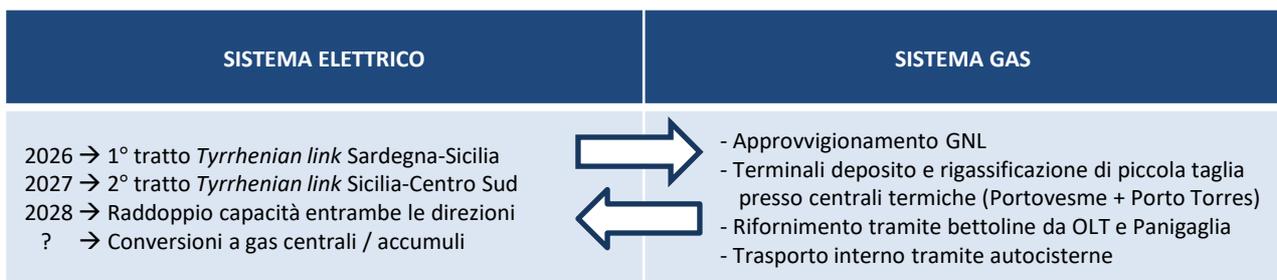
La data per il phase-out completo è ancora in discussione. Intanto, la **produzione da carbone** nazionale lorda è scesa sotto il 5%, mentre la quota di emissioni di CO<sub>2</sub> si è ridotta al 15%. Era del 37% nel 2012. Ma il carbone, divenuto meno rilevante sotto il profilo della generazione, rimane indispensabile per la sicurezza in un sistema caratterizzato da scarsità di risorse flessibili.

**Emissioni carbone  
2020: 12 MtCO<sub>2</sub>  
15% del settore  
elettrico**

Per il futuro, il modello NET prospetta la continuità del vantaggio competitivo dei CCGT a gas sugli impianti a carbone, rafforzato da quotazioni del carbonio già oggi ai massimi storici. Ciò renderebbe la transizione verso un sistema senza carbone più facile.

Tuttavia, permangono le note **complessità autorizzative**. Per i siti in cui è prevista capacità in sostituzione, non esclusi dalla V.I.A., i tempi dell'iter mettono a rischio il completamento del piano entro il 2025. Senza le autorizzazioni per la riconversione a gas, inoltre, potrebbero saltare i relativi contratti con Terna per il Capacity Market 2023, nonostante la recente proroga concessa dal TSO.

**Figura 4.2 Sardegna: le interconnessioni del sistema energetico futuro**



Preoccupa, poi, la situazione in **Sardegna**, dove rimangono attivi due impianti a carbone. L'Analisi Costi Benefici (svolta da RSE) per la dorsale gas ha evidenziato che l'approvvigionamento tramite **gasdotto virtuale** via nave, con rigassificatori di piccola taglia e trasporto sull'isola tramite cisterne su gomma ottimizza i benefici per il sistema sardo. L'alternativa del gasdotto comporterebbe investimenti dalla sostenibilità incerta nella prospettiva di decarbonizzazione profonda al 2050.

Riguardo all'elettificazione dei consumi finali come alternativa alla metanizzazione, RSE evidenzia che esistono alcuni ostacoli, almeno nel breve e medio termine. In particolare, i fattori sono di natura economica (costi delle tecnologie elevati), climatica (basso numero di ore di utilizzo delle pompe di calore per il riscaldamento) e infrastrutturale (investimenti nella distribuzione gas parzialmente già previsti, anche se non tutti ancora sostenuti).

I pilastri sui quali si fonda la possibilità del phase-out del carbone, come anche proposto dal PNIEC, sono: la capacità termoelettrica, quella da fonti rinnovabili, le infrastrutture di rete e gli accumuli.

Nell'anno 2020, così come nel 2019, non è stato realizzato alcun impianto **termoelettrico** di grande taglia in Italia, ma sono in fase di avanzamento gli iter autorizzativi per la nuova capacità avente accesso al Capacity Market nelle aste per il 2022 e 2023.

Se le prime iniziative progettuali per il trasporto via nave del GNL in Sardegna sono già state presentate, sui tempi di chiusura delle unità a carbone e sulla loro riconversione a gas impatta anche il Capacity Market, in particolare (come sul continente) le nuove aste per il 2024-25.

L'intenzione è di chiudere le procedure entro il 2021, dedicando alla Sardegna una capacità di 550 MW, il minimo per mantenere la sicurezza del sistema regionale. Si vorrebbe procedere a due aste separate, una per il Nord e l'altra per il Sud dell'isola.

**Terna: due aste CM separate per Nord e Sud della Sardegna**

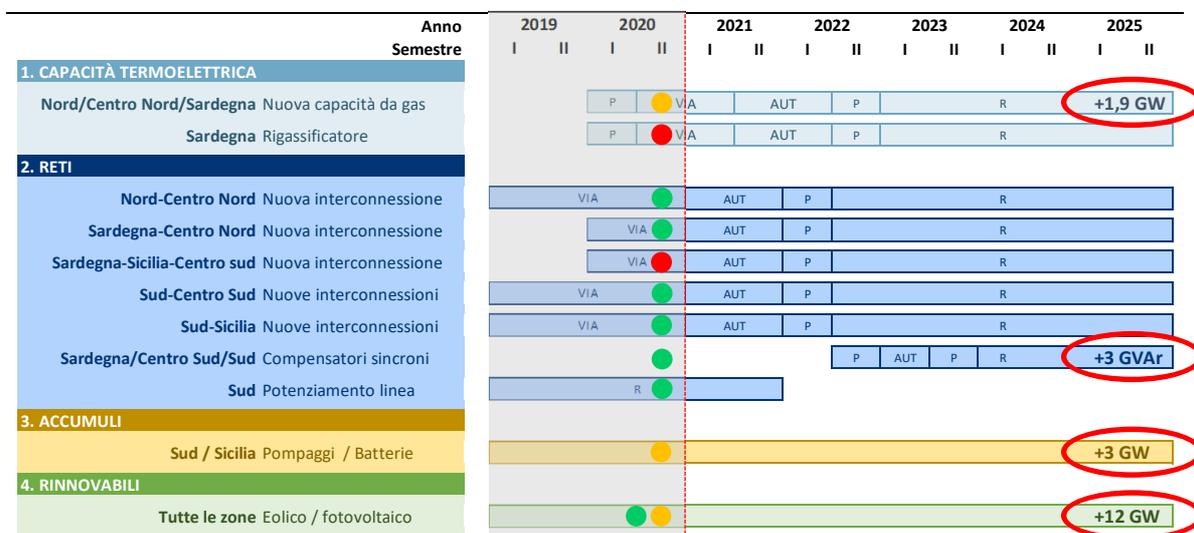
**HVDC tri-terminale: ok Arera al tratto SICI-SARD. Serve analisi per il tratto SICI-CSUD**

Gli impianti da **fonti rinnovabili** registrano un 2020 in sordina, con il nuovo installato largamente sotto la capacità obiettivo. Per eolico e fotovoltaico era prevista l'entrata in funzione di impianti per un totale di 970 MW, portando la capacità cumulata negli ultimi due anni a 1,6 GW. I risultati vedono, invece, un'erosione del vantaggio acquisito nel 2019, con soli 710 MW installati per un totale cumulato di 1,9 GW.

Per le **reti**, la maggiore opera prevista è il Tyrrhenian link, per la quale il Piano di Sviluppo 2020 di Terna mostra un significativo ripensamento rispetto ai piani precedenti. È prevista la separazione dei due collegamenti (Sicilia-Sardegna entro il 2026 e Sicilia-Continente entro il 2027, il raddoppio della capacità nel 2028). Essendo il primo tratto essenziale per il sistema sardo, il phase-out completo non potrà compiersi prima del 2026. Il completamento entro tale data presuppone, però, una fast track autorizzativa per l'opera. Previsti da Terna entro il 2023 compensatori sincroni per 5.500 MVar.

La nuova capacità di **accumulo** al Sud e in Sicilia non si muove di molto rispetto ai livelli del 2018. Dei circa 3,1 GW da installare entro il 2025 è stato coperto solo lo 0,25%.

Figura 4.3 Phase-out carbone: una roadmap degli interventi



Legenda. AUT: autorizzazioni; P: progettazione preliminare o esecutiva; R: realizzazione; VIA: valutazione di impatto ambientale

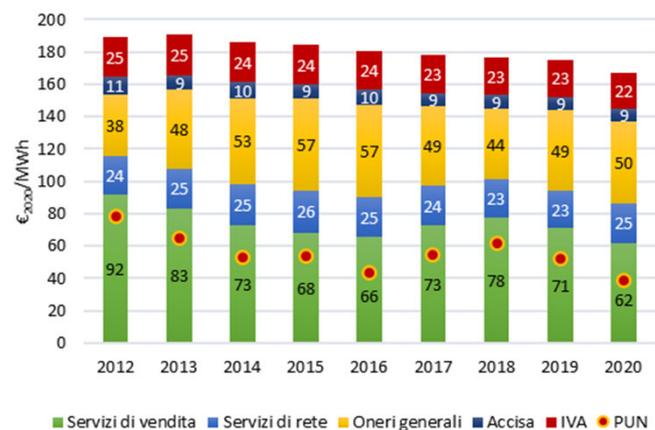
## 5 Le policy e i costi di sistema

**Bolletta giù di 5,2 miliardi negli ultimi sette anni. Per la transizione serve un approccio equilibrato tra le esigenze di domanda e offerta.**

Il prezzo dell'energia elettrica per i consumatori italiani è in calo. Dal 2012 al 2019 la bolletta si è abbassata, in termini reali, del 9% fino a 53 miliardi di euro. La discesa nel 2020, è del 18% circa, complice il crollo della domanda a causa della pandemia. Dietro questo risultato si annidano però profonde disparità tra le voci diverse di costo per il sistema. A un calo sostanzioso del costo della materia energia (-23% tra 2012 e 2019 in termini unitari) non corrisponde un'analoga riduzione dei costi di rete (-1%). Gli oneri di sistema sono via via aumentati (+30%), mentre le imposte (accise e IVA) sono scese (-19% e -7% rispettivamente), sebbene non ne sia diminuita l'incidenza.

L'Italia ha guadagnato, così, alcune posizioni nelle classifiche europee di competitività. La fotografia al 2019 vede il nostro Paese sotto le medie UE, quint'ultimo per prezzo medio al dettaglio nel settore domestico, davanti a Germania, Danimarca, Belgio e Spagna. Per il consumatore medio non domestico l'Italia è in 26° posizione, davanti solo a Danimarca e Germania. I prezzi praticati ai clienti non domestici sono del 20% inferiori rispetto a quelli pagati dal cliente domestico medio.

Figura 5.1 Costo unitario dell'energia elettrica



Paesi come la Germania e la Francia presentano differenze più marcate, appena sotto il 40%, e la Spagna arriva al 54%. L'Italia si trova al di sotto della media europea del 32%, condizione dovuta a un relativo maggior carico degli oneri di sistema e delle imposte sul sistema imprenditoriale.

I **servizi di vendita** (40% della bolletta) comprendono le componenti energia, commercializzazione, vendita e le voci uplift e altri costi di dispacciamento. Le prime sono in netta contrazione e seguono l'andamento delle materie prime, segno di un buon livello di concorrenza raggiunto.

Le seconde, a copertura dei costi di approvvigionamento delle risorse di regolazione, sono in crescita, per via di una maggiore penetrazione delle fonti intermittenti, dell'invecchiamento del parco flessibile e delle scarsa trasparenza del mercato del dispacciamento.

Trasmissione, distribuzione e misura compongono i **servizi di rete**, i cui costi sono in contenuta crescita e sono arrivate a coprire il 13% del costo totale del kilowattora.

Negli **oneri generali** di sistema, la spesa per il sostegno alle FER è sceso nel tempo e nel 2020 pesa il 22,5% sul totale della bolletta. Nel 2009, agli inizi del boom degli incentivi, questa componente valeva 3,1 miliardi di euro, arrivando nel 2016 a 14,3. Tre anni dopo il suo valore è 12 miliardi.

Le **imposte** sull'energia elettrica fruttano un gettito di 9,5 miliardi (2,6 le accise e 6,9 l'IVA).

**L'attuale assetto favorisce i consumatori domestici a scapito delle imprese**

Il vettore elettrico, strategico nel Piano energia-clima nazionale, è chiamato a sostituire altre forme di energia nei settori d'uso finale più difficilmente "penetrabili" dalle rinnovabili come quelli dei trasporti, dell'industria e del riscaldamento/raffrescamento. In ogni caso, l'efficientamento continuo dovrà compensare la crescita del fabbisogno elettrico per nuovi usi.

**Concorrenza ed equità al centro della trasformazione del mercato: superare la maggior tutela**

Nel disegno delle policy, per ridurre in bolletta la voce **servizi di vendita** è fondamentale favorire la concorrenza nei mercati elettrici, permettendo a tutte le risorse, compresa la domanda, di giocare un ruolo attivo. Necessario, dunque, il superamento della maggior tutela in tempi brevi.

Sebbene pesino sui costi di rete, occorre anche sviluppare le infrastrutture per favorire le tecnologie pulite, l'interscambio europeo di energia e di capacità e per limitare le congestioni. Serve, inoltre, guidare gli investimenti in maniera efficiente, superando i problemi di "missing market" e "missing money" attualmente presenti attraverso una riforma del market design.

Occorre, poi, permettere di realizzare rapidamente gli investimenti, semplificando le autorizzazioni degli impianti e delle infrastrutture, che ne aumentano i tempi e i costi. È, infatti, un problema destinato a crescere man mano che si svilupperà la potenza rinnovabile se non saranno sciolti celermente i nodi attraverso un nuovo patto per la transizione ecologica nel rispetto dell'ambiente, del territorio, del paesaggio e delle compatibilità economiche.

**Snellire il permitting per impianti e infrastrutture per ridurre le diverse voci dei costi di sistema**

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili mature, già oggi più competitive sotto il profilo dei costi di generazione, avrà l'effetto di abbassare i prezzi all'ingrosso, ma questo dovrà compensare i maggiori costi di integrazione che si riverseranno sul sistema in termini di dispacciamento e oneri per il sostegno. Il costo del capacity market, che si aggiungerà in bolletta dal 2022, è uno di questi. Meccanismi incentivanti come il D.M. FER 1 non favoriscono gli accumuli, che, invece, fungeranno da complemento indispensabile per la decarbonizzazione al 2030. Lo studio di misure a supporto dei SdA per applicazioni industriali e residenziali deve permettere di partire con gli investimenti, per sostenere, tra le altre, la filiera europea delle batterie, anche in ottica sviluppo dei PPA.

**Misure per favorire lo sviluppo degli accumuli, sostegno alle nuove tecnologie, riforma del sistema fiscale, tra le principali misure per le policy future**

Difficile, invece, ridurre il costo dei **servizi di rete**, visti i forti investimenti necessari sia sulla RTN (14,4 miliardi di euro di interventi previsti dal TSO) che sulla rete di distribuzione per espandere la generazione distribuita e favorire gli scambi nel Paese e con l'estero. La connessione di nuova capacità alla rete potrebbe diventare critica nell'immediato.

Gli **oneri di sistema** sono previsti in discesa, con 4,8 miliardi in meno dal 2024 al 2030 e un ulteriore calo di 6,3 miliardi al 2035. Si aprono, così, possibilità per nuove forme di sostegno alle tecnologie più promettenti. Lo spostamento di parte degli oneri in fiscalità generale e/o l'uso dei proventi ETS si deve confrontare con l'evoluzione del mercato. Oltre alla volatilità del gettito (1,3 miliardi nel 2020), in uno scenario di forte decarbonizzazione le aste CO<sub>2</sub> tornerebbero al 2030 sotto 1,75 miliardi.

Più in generale, oneri e **imposte** si devono inquadrare nel riassetto della fiscalità, che coinvolge tutti i settori di consumo delle risorse. Atteso da tempo e oggetto di specifiche norme di delega al governo, il disegno della fiscalità in senso ambientale è il grande assente degli ultimi anni.

## 6 Lo storage nel sistema elettrico europeo

*In Europa crescita degli accumuli elettrochimici anche nel 2020 e importanti attività progettuali, ma restano distanti gli obiettivi 2030.*

In Europa, considerando sia gli impianti in esercizio che quelli in progetto, il 78% dei sistemi di accumulo elettrico centralizzato è costituito da quelli meccanici, principalmente pompaggi. Tuttavia, gli accumuli elettrochimici stanno crescendo sensibilmente e rappresentano il 20% circa della potenza large scale installata e progettata.

Figura 6.1 Accumuli in esercizio e in progetto

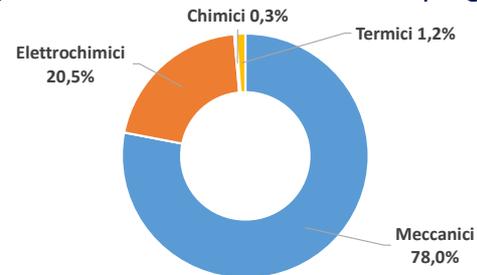


Figura 6.2 Crescita capacità accumuli elettrochimici



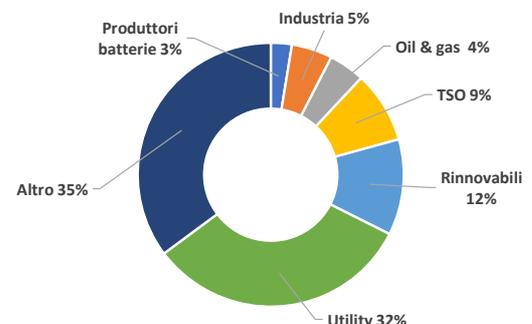
Il trend di aumento risulta evidente considerando sia gli impianti utility scale che quelli residenziali e industriali. In termini di **capacità di accumulo** (energy capacity), gli elettrochimici sono passati da 0,6 GWh complessivi nel 2015 a circa 5,4 nel 2020, di cui il 55% large scale. Nonostante le particolari condizioni, il 2020 è stato l'anno di maggiore crescita (+1,8 GWh).

La dinamica è stata favorita dal **calo dei prezzi delle batterie** che si sta verificando in modo più rapido del previsto. Tra il 2013 e il 2020 i costi della tecnologia a ioni di litio si sono ridotti dell'80% circa, passando, in media, da 668 a 137 \$/kWh. I principali driver che hanno determinato questo trend sono il miglioramento della componentistica (grazie all'impiego dei nanomateriali) e l'efficiamento del ciclo produttivo.

Riguardo gli **impianti large scale**, la potenza in esercizio (power capacity) risulta di circa 1,9 GW, di cui ben il 62% nel Regno Unito e il 25% in Germania; solo il 3% circa fa capo all'Italia, l'8% ai Paesi Bassi, Belgio, Svizzera, Francia, Slovenia, Spagna e Irlanda, mentre il restante 2% è suddiviso tra altri 12 nazioni. Almeno metà degli impianti installati è attribuibile alla tecnologia al litio.

Ad oggi, in Europa le batterie per applicazioni su larga scala sono state sviluppate e gestite da una **molteplicità di soggetti** di diversa natura. Le utility rappresentano la parte più rilevante per circa il 32% della potenza installata. Molti impianti sono gestiti anche da aziende che sviluppano rinnovabili (12%); seguono TSO (9%), industrie manifatturiere (5%), società dell'Oil & Gas (4%) e produttori di accumuli (3%). Vi sono inoltre soggetti diversi che spesso gestiscono un solo impianto.

Figura 6.3 Gestori accumuli large scale



**Accumuli elettrochimici gestiti da una molteplicità di attori, di cui il 32% utility**

Tra i **progetti** large scale in corso spiccano quelli in UK (15 GW) e Irlanda (2,7 GW), che costituiscono il 90% della potenza pianificata in Europa; molteplici attività anche in Germania (450 MW). Nell'insieme, tuttavia, confrontando lo stato con gli obiettivi nazionali al 2030 e oltre, la strada per lo sviluppo dello storage elettrochimico su livelli adeguati a garantire sicurezza e flessibilità al sistema elettrico appare ancora lunga e complessa.

**In Regno Unito e Irlanda il 90% della power capacity elettrochimica in progetto**

**In Italia** sono installati circa 57 MW di batterie utility scale, per una capacità di 306 MWh distribuita su una decina di siti. Di questi, cinque sono progetti pilota per circa 50 MW che fanno capo a Terna: due power intensive per 16 MW e tre energy intensive da 35 MW finalizzati alla riduzione delle congestioni e della mancata produzione eolica. A fine ottobre 2020 esistevano, inoltre, 36.896 impianti distribuiti di piccola taglia per una potenza complessiva di 170 MW, con capacità massima utilizzata sui 267 MWh. Quasi tutti i sistemi installati sono abbinati ad impianti fotovoltaici residenziali.

A dicembre 2020, nell'ambito del progetto «Fast Reserve», Terna ha aggiudicato 250 MW per 1.000 ore anno tramite asta, che ha registrato ampia partecipazione, con un'offerta pari a oltre cinque volte la domanda. Potenziali opportunità potrebbero venire anche dalle UVAM. Complessivamente, però, in Italia la partecipazione dei sistemi di storage elettrochimico al mercato elettrico è ancora limitata. I mercati dei servizi sono accessibili solo attraverso progetti pilota, mentre quelli dell'energia non hanno ancora dato segnali economici tali da permetterne un significativo sviluppo.

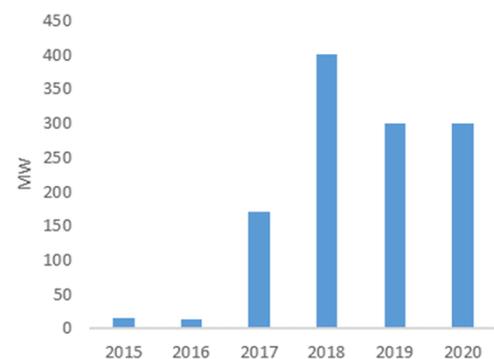
Figura 6.4 Accumuli nel PNIEC italiano

Tecnologia (MW)	2020	PNIEC 2030	Accumuli necessari
Pompaggi	7.394	10.394	3.000
Storage elettrochimico centralizzato	57	3.057	3.000
Storage elettrochimico distribuito	170	4.500	4.330
<b>Totale</b>	<b>7.621</b>	<b>17.951</b>	<b>10.330</b>

**Il PNIEC italiano ritiene necessarie batterie large scale per 3 GW e stima 4,5 GW distribuiti al 2030. Ma le cifre saranno da rivedere al rialzo**

**Il Regno Unito** è il Paese europeo che mostra la più elevata presenza e il più alto numero di iniziative di batterie large scale: 1,2 GW di potenza in esercizio e circa 15 GW in progetto a varie fasi di sviluppo. Negli ultimi anni le installazioni sono aumentate rapidamente: dai soli 2 MW installati nel 2012 agli oltre 400 MW entrati in esercizio nel 2018, stimolati anche dal mercato per il servizio alla rete denominato Enhanced Frequency Response (EFR) attivato dal TSO National Grid. Ulteriori 600 MW sono diventati operativi tra il 2019 e il 2020, anche a seguito di assegnazioni nel mercato della capacità.

Figura 6.5 UK: capacità annua in esercizio



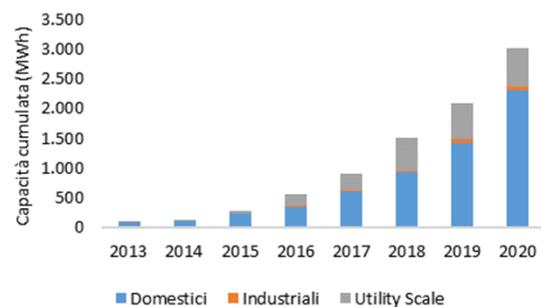
Nel 2020 sono state modificate nel Regno Unito le regole riguardanti le autorizzazioni ai progetti maggiori di 50 MW, passate dall'amministrazione centrale alle autorità locali. Questo potrà rendere più rapide le procedure per iniziative di grandi dimensioni. Inoltre, sono aumentate le opportunità di mercato per effettuare più servizi con lo stesso impianto, migliorandone la redditività e favorendo quindi la bancabilità dei progetti.

**In Germania  
sviluppo favorito  
da aste settimanali  
per il servizio di  
regolazione primaria**

A fine 2020 erano presenti in **Germania** circa 70 impianti large scale per 650 MWh di capacità di accumulo e poco meno di 500 MW in potenza. La taglia prevalente è tra 1 e 5 MW. Tra gli utilizzi, il servizio principale è la regolazione di frequenza che, però, ha visto dal 2019 una sensibile riduzione dei prezzi. Si stanno sviluppando anche gli accumuli associati a rinnovabili e ad interventi di smart grid.

Un contributo allo sviluppo (450 MW) verrà dai progetti “Gridbooster”, a cui partecipano i quattro TSO tedeschi, allo scopo di ottimizzare l’uso delle linee tramite l’installazione di accumuli da 100 MW in corrispondenza di nodi strategici della rete. La Germania ha anche una notevole diffusione di impianti residenziali (2,3 GWh, collegati per lo più al fotovoltaico), che sono il 76% dell’intera capacità di accumulo elettrochimico nel Paese.

**Figura 6.6 Gli accumuli in Germania**



**La Spagna** ha sviluppato l’accumulo termico a seguito della diffusione degli impianti termosolari e ha una presenza importante anche dei pompaggi (3,3 GW puri e 2,7 GW misti). Ma la potenza nelle batterie large scale è di appena 30 MW in 15 impianti, soprattutto progetti pilota o di ricerca. Finora, il mercato spagnolo non è stato attrattivo per lo sviluppo dello storage. A fine dicembre 2020 sono state introdotte nuove regole di accesso alle reti per supportarne lo sviluppo, sia come storage parks che in collegamento diretto ad impianti rinnovabili. Inoltre, le autorità di regolazione stanno valutando la partecipazione degli accumuli ai servizi di bilanciamento. Il Piano Energia Clima stima necessari 6 GW aggiuntivi di storage al 2030, di cui 3,5 GW di pompaggi e 2,5 GW di batterie.

**In Francia** sono operativi solo una decina di impianti large scale per 20 MW di power capacity. La pianificazione energetica nazionale è prudente circa lo sviluppo degli storage, pur riconoscendone l’utilità, soprattutto in caso di sostituzione più rapida del previsto del nucleare nel mix di generazione. Oltre all’obiettivo di realizzare 1,5 GW di pompaggi aggiuntivi entro il 2030-2035, il Piano Energia Clima francese ritiene opportuno un quadro di regole per lo sviluppo di “linee virtuali”, usando SdA in luogo di interventi sulla rete e per accompagnare la crescita delle FRNP. In quest’ottica, il TSO RTE sta sviluppando un progetto con batterie su tre punti della rete congestionati per totali 32 MW.

Nel complesso, l’analisi mette in luce una **significativa attività progettuale** per lo sviluppo dello storage in diversi Paesi, sia a livello istituzionale che da parte di vari player. Il percorso di crescita appare, però, ancora lungo e incerto in termini di framework regolatorio, di sostenibilità economica e di modello di crescita (evoluzione dei ruoli di TSO e DSO).

**Percorso lungo e incerto,  
ma non mancano i fattori  
favorevoli allo sviluppo**

Tuttavia non mancano i **fattori favorevoli**: progressiva diminuzione dei costi della tecnologia, semplicità di configurazione, flessibilità, impatto ambientale contenuto, da cui iter autorizzativi più semplici rispetto a soluzioni alternative. La crescita potrebbe essere eterogenea tra i Paesi, a seconda delle caratteristiche del mix di generazione e della configurazione del sistema. Discorso a parte per i SdA small scale, trainati dallo sviluppo del fotovoltaico. Questi sistemi potranno avere un ruolo nell’offrire servizi alla rete con l’evoluzione delle funzioni di aggregazione e il crescente ruolo dei DSO nella gestione della generazione distribuita e nelle funzioni di bilanciamento del sistema.

## 7 Idrogeno verde, la grande sfida

*La diffusione dell'idrogeno verde è una nuova frontiera per la decarbonizzazione in UE, ricca di potenzialità ma anche di incognite.*

Il Green Deal UE ha stimolato la rinascita di un forte interesse verso l'idrogeno, non solo come feedstock in vari comparti industriali, ma soprattutto come **vettore energetico** in un'ampia gamma di potenziali applicazioni nei settori *hard to abate* o come accumulo per il sistema elettrico. La sua versatilità e la possibilità di produrlo con tecnologie a basse emissioni lo rendono potenzialmente un anello chiave per l'integrazione di sistemi energetici decarbonizzati. In particolare è l'idrogeno verde, ottenibile attraverso l'elettrolisi con energia rinnovabile, ad attrarre le principali attenzioni e offrire le maggior potenzialità per la sostituzione dei combustibili fossili, sebbene il bilancio energetico non risulti favorevole.

**La strategia UE** per l'idrogeno ha fissato ambiziosi obiettivi al 2030, non escludendo, in una prima fase, alcuna delle opzioni tecnologiche low carbon. Dato che l'obiettivo primario è creare la domanda, che dovrebbe aggirarsi al 2050 intorno al 13-14% dell'energy mix, sarà possibile produrre idrogeno anche con gas naturale e cattura-stoccaggio della CO<sub>2</sub> (idrogeno blu). Nel lungo termine, l'UE punta all'idrogeno verde, oggi ancora relegato a quantità limitate, mentre sono prodotti 10 milioni di tonnellate con gas, per emissioni unitarie di 7-9 ton di CO<sub>2</sub>.

Entro il 2030 sono previsti i primi **40 GW di elettrolizzatori** (oggi 1 GW) e una produzione verde fino a 10 milioni di tonnellate, grazie ad un'accresciuta competitività e alla diffusione nei comparti acciaio, trasporto pesante, marittimo e ferroviario. Si punta alla creazione di Hydrogen Valleys in cui l'idrogeno potrà essere usato a brevi distanze.

**Elettrolizzatori  
da 1 a 40 GW  
entro il 2030**

**Gli investimenti** stimati necessari entro il 2030 sono tra i 320 e i 460 miliardi di euro, di cui 24-42 per lo sviluppo degli elettrolizzatori e 220-340 miliardi per l'espansione delle rinnovabili associate (80-120 GW eolico e solare).

### 320-460 miliardi di euro di investimenti

Alla roadmap europea hanno fatto seguito, in diversi Paesi, **strategie nazionali** con target al 2030 e prime stime degli investimenti necessari (42 miliardi di euro totali). Mentre alcune sembrano decisamente indirizzate sull'opzione verde (Spagna, Portogallo), altre considerano il blu come prodotto ponte per creare la domanda e far decollare la filiera (Paesi Bassi, Germania). Altre ancora (Francia) ipotizzano di produrre idrogeno anche con il nucleare. L'Italia ha pubblicato le "Linee guida preliminari" puntando su idrogeno verde, ma non escludendo del tutto il blu.

Figura 7.1 Strategie e indirizzi

PAESE	Tipo di idrogeno	Elettrolizzatori: target 2030	Investimenti previsti (mld €)
UE	Blu e verde nel breve-medio termine; verde nel lungo periodo	40 GW	320-460 complessivi, di cui 24-42 per elettrolizzatori
Germania	Blu e verde nel breve-medio termine; verde nel lungo periodo	5 GW	9, di cui 7 per produzione e 2 per partnership internazionali
Francia	Verde, ma possibile il nucleare	6,5 GW	7
Italia (Linee guida)	Verde (ma non si esclude integrazione produzione con blu)	5 GW	-10 per elettrolizzatori (al netto investimenti per FER associate)
Paesi Bassi	Blu e verde nel breve-medio termine; verde nel lungo periodo	3-4 GW	Non definiti
Portogallo	Verde	2-2,5 GW	7 per elettrolizzatori
Spagna	Verde	4 GW	8,9 per: elettrolizzatori, FER associate e sviluppo domanda

Pur con incertezze su organizzazione della filiera, tempi per la formazione della domanda e per la sostenibilità economica, i target 2030 e le prime relative indicazioni di policy risultano abbastanza delineati. Inoltre, una prima accelerazione al processo verrà dai fondi legati ai programmi nazionali di recupero e resilienza.

Il nuovo contesto ha favorito il **fiorire di numerosi progetti, iniziative e accordi di collaborazione** da parte delle aziende energetiche europee, in cooperazione con vari settori industriali. A inizio 2021 si contano a livello mondiale circa 230 progetti lungo l'intera catena del valore dell'idrogeno, il 55% dei quali in Europa. Althesys ha analizzato le 60 principali iniziative europee.

Le imprese del settore energetico nell'insieme coinvolte sono 30: **17 utility, 7 Oil & Gas, 3 TSO** e altre 3 diverse.

Il 74% dei progetti è ancora in fase di annuncio o di studio, il 10% è in attesa di FID e il resto è costituito da iniziative con FID già assunta e da progetti nelle prime fasi di realizzazione. Sebbene in avvio, varie iniziative paiono rilevanti per dimensioni, obiettivi, numero e importanza dei soggetti coinvolti.

### **Grandi utility e oil & gas company in testa nei progetti per l'idrogeno verde**

**Il 92% dei progetti riguarda la produzione di idrogeno verde**, per i quali è prevista la costruzione di 18,6 GW di elettrolizzatori. La fonte prevalente per alimentarli è **l'eolico offshore** che pesa il 38,2% per numero di progetti, ma il 68,8% per capacità degli elettrolizzatori. La prevalenza dell'offshore deriva dal suo più alto load factor (40-50%) che consente un maggior uso degli elettrolizzatori rispetto a eolico onshore (25-30%) o fotovoltaico (18-22%) e, quindi, un minor costo dell'idrogeno producibile. Le iniziative con eolico onshore sono il 20% per numerosità e il 12,5% per capacità di elettrolisi. I progetti con solo fotovoltaico sono anch'essi il 20%, con un peso sulla capacità totale del 15,7%.

La prevalenza dell'offshore si riflette anche sui **Paesi coinvolti**, tra cui emergono quelli dell'Europa centro-settentrionale, soprattutto Germania e Paesi Bassi (19 iniziative), dove si ritiene esistano fattori più favorevoli: domanda in alcuni cluster industriali, vicinanza a parchi eolici, con possibile overcapacity, infrastrutture per il trasporto. Numerosi anche i progetti in Spagna, sia con eolico onshore che con solare. Meno della metà delle iniziative specifica gli investimenti previsti: 26 mld di euro complessivi.

**Il 70% dei progetti** vede impegnate molte delle più importanti utility europee, tra cui Enel, A2A e Hera. Diverse Oil&Gas, già utilizzatrici di idrogeno come feedstock nelle raffinerie e nella petrolchimica, sono promotrici di progetti sia per il verde che per il blu, soluzione che consente l'impiego del metano. Impegnati in alcuni progetti i TSO gas, anche per dimostrare come le infrastrutture gestite possano risultare compatibili, con opportune modifiche, al trasporto in blending dell'idrogeno.

### **Una spinta dai fondi di recupero e resilienza**

Figura 7.2 Stato dei progetti europei

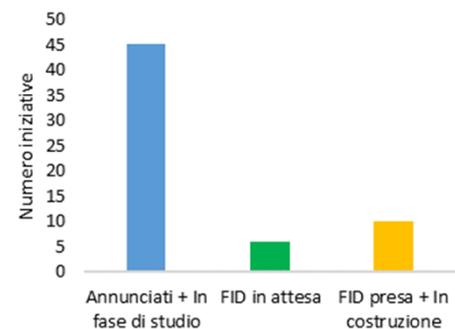
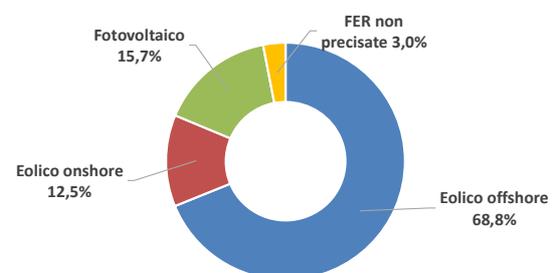


Figura 7.3. Fonte per idrogeno verde (capacità)



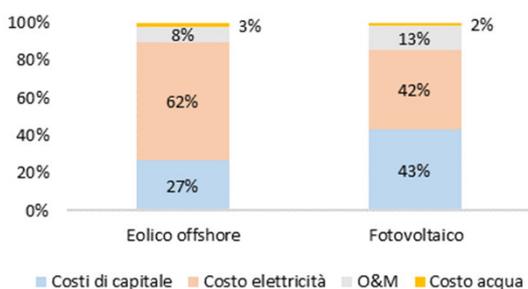
### **Prevalenza dell'eolico offshore nei progetti. Onshore e fotovoltaico si equivalgono**

## Molteplici le condizioni per lo sviluppo dell'idrogeno: discesa dei costi, ampia disponibilità di rinnovabili, domanda adeguata, alti prezzi CO<sub>2</sub>

La diffusione dell'idrogeno verde, in dimensioni tali da impattare in modo significativo sul processo di decarbonizzazione, dipenderà da una serie di condizioni interconnesse di complessa realizzabilità anche nel lungo termine: creazione della domanda, marcata riduzione dei costi della tecnologia, bassi prezzi e ampia disponibilità di elettricità rinnovabile, penalizzazione dei combustibili fossili tramite interventi di policy e/o strumenti di mercato, adeguata organizzazione della filiera.

I **costi di produzione** dell'idrogeno verde (4-6 €/kg) sono oggi molto più elevati del grigio (1-1,5 €/kg) e del blu (1,5-2 €/kg, ma con molte criticità), nonché assai variabili secondo il tipo e la taglia dell'elettrolizzatore, della localizzazione degli impianti, della fonte usata e delle modalità di alimentazione.

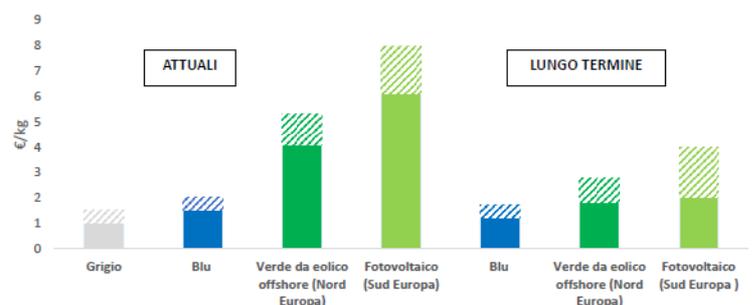
Figura 7.4 Composizione costi di produzione



**Alcune valutazioni ritengono che il costo di produzione scenderà fino a 1,5-2 €/kg (45-60 €/MWh)**

In prospettiva, sono **due i fattori principali** per la competitività dell'idrogeno verde, sia rispetto alle altre modalità di produzione che verso i combustibili fossili sostituibili: il calo dei costi della tecnologia (innovazione e scaling up) e l'ulteriore discesa del costo delle FER, voci che oggi pesano per oltre l'85% dei costi.

Figura 7.5 Costi di produzione attuali e prospettici



Per la competitività dell'idrogeno con il gas naturale, occorre internalizzare il costo della CO<sub>2</sub> evitata, che dovrebbe essere notevolmente superiore a quello attuale, anche superiore ai 100 €/t.

Sono anche da valutare con attenzione le problematiche legate alla grande quantità di energia elettrica rinnovabile, necessaria per il funzionamento su vasta scala degli elettrolizzatori, con i relativi problemi di individuazione degli spazi e di permitting, che presumibilmente ne deriveranno.

Risulterà nel contempo opportuno **evitare di distrarre preziose risorse** dalla produzione di elettricità rinnovabile da impiegare direttamente nella decarbonizzazione del sistema elettrico, secondo gli obiettivi già da tempo perseguiti dall'UE e in corso di revisione al rialzo.

Queste condizioni renderanno l'idrogeno verde, per un lungo arco di tempo, una **soluzione a disponibilità limitata**, da gestire in maniera attenta. Affinché il suo impiego possa affermarsi con una corretta allocazione di risorse pubbliche e private, occorrerà focalizzare gli impegni sui settori di impiego più promettenti, dove il verde può costituire l'unica opzione per la decarbonizzazione, tralasciando comparti con applicazioni low carbon alternative, per esempio dove il vettore elettrico si sta già affermando per la discesa dei costi. Sarà, inoltre, necessaria una costante coerenza tra obiettivi, quadro regolatorio e procedure autorizzative.

**Necessari grandi quantitativi di energia rinnovabile**

**IREX** è il think tank italiano dell'industria delle energie rinnovabili, dell'efficienza energetica e della smart energy.

Cogliere le dinamiche competitive, valutare le strategie aziendali e orientare le policy nazionali è la sua mission.

L'osservatorio monitora il settore delle rinnovabili con il proprio Annual Report e realizza l'Irex Index che traccia le pure renewable quotate in Borsa.

---

Il presente documento è una sintesi del più ampio studio «L'evoluzione del sistema elettrico italiano. Rinnovabili, infrastrutture, idrogeno».

Le informazioni contenute in questo rapporto provengono da fonti aperte. La ricerca si basa su informazioni e dati divulgati dalle società esaminate, da istituti di ricerca, dai media e da istituzioni.

Althesys non assicura in alcun modo la completezza e la correttezza delle informazioni, che sono riportate unicamente allo scopo di presentare il quadro e l'evoluzione del settore in esame. In alcuni casi, a causa di arrotondamenti, i totali nelle tabelle potrebbero non riconciliarsi con le somme delle singole voci.

Il presente rapporto non intende in alcun modo costituire un parere, un suggerimento d'investimento o un giudizio su persone e società citate. La società non si assume alcuna responsabilità per un eventuale uso improprio delle informazioni contenute nel presente rapporto.

È vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma o mezzo e di qualsiasi parte del presente documento senza l'autorizzazione scritta di Althesys Strategic Consultants.

Per informazioni: [info@althesys.com](mailto:info@althesys.com)

**ALTHESYS Strategic Consultants** è una società professionale indipendente specializzata nella consulenza strategica e nello sviluppo di conoscenze.

È attiva nelle aree dell'analisi strategica, della finanza straordinaria e della ricerca economico-finanziaria. Ha una profonda conoscenza dei settori ambientali, energetici, delle public utility e delle infrastrutture.

I think tank **IREX** nel settore dell'energia, **NET - New Electricity Trends** sul mercato elettrico italiano, **Top Utility** nel comparto delle public utility e **WAS - Waste Strategy** in quello del waste management e del riciclo sono punti di riferimento e occasioni di confronto per gli operatori e le istituzioni.

ALTHESYS realizza studi e ricerche a livello nazionale e internazionale per conto di primarie imprese ed istituzioni.

[www.althesys.com](http://www.althesys.com)

Copyright © 2021  
Althesys S.r.l.  
All rights reserved  
ISBN 978-88-6891-025-9



Via Larga, 31 – 20122 Milano  
Tel: +39 02 5831.9401  
[www.althesys.com](http://www.althesys.com) – [info@althesys.com](mailto:info@althesys.com)