

# RIFORMA ED EVOLUZIONE DEL MERCATO (E DEL SISTEMA) ELETTRICO

Cristina Orlando, Augusto Palombo

*Dopo la stagione della crisi energetica, i prezzi dell'elettricità sui mercati europei all'ingrosso stanno gradualmente diminuendo. Con le eccezioni del nostro Paese e della Germania, i livelli di prezzo osservati sui principali mercati europei sono tornati ai valori pre-Covid. Già dal secondo semestre 2023, ma in misura maggiore dalla prima metà del 2024, anche la pressione su imprese e famiglie dovuta ai rincari in bolletta è in calo. D'altro canto, per un mix di fattori che vanno dal naturale calo di domanda in seguito all'aumento dei prezzi ad una riduzione della produzione industriale, i consumi di elettricità a livello europeo nel 2023 sono risultati in calo per il secondo anno consecutivo. Il 2024 ha visto l'approvazione formale del Parlamento UE del pacchetto di Riforma del Mercato Elettrico europeo. La riforma non ha inficiato sul sistema di formazione del prezzo sui mercati, lasciando intatto l'ordine di merito e riconoscendone l'efficienza nel mercato a breve termine. Si è intervenuti invece su strumenti per favorire gli investimenti in energia rinnovabile, la stipulazione di contratti a lungo termine e dei servizi di flessibilità. È stato inoltre stabilito un regime di crisi per evitare le conseguenze sui consumatori di un'altra crisi energetica. Interessante sarà valutare le conseguenze di questa riforma sul sistema elettrico italiano a partire dal disegno concreto di PPAs e CfDs, fino al superamento del PUN a favore di prezzi zonali.*

- Pur con le eterogeneità che caratterizzano i diversi Paesi, i prezzi all'ingrosso e al dettaglio dell'elettricità sono in calo.
- I consumi elettrici sono in discesa nell'Unione Europea. Che sia per effetto fisiologico di un rialzo dei prezzi, del clima più mite, dell'efficientamento energetico o della contrazione della produzione industriale, i consumi aggregati dell'Unione sono inferiori del 6% rispetto ai livelli del 2019 e in calo per il secondo anno consecutivo.
- Il mix di generazione di energia elettrica europeo è sempre più rinnovabile e a basse emissioni. Dal 2020 la somma della produzione da eolico, fotovoltaico e idroelettrico è la componente maggioritaria del mix, superando il nucleare. A dicembre 2023 le rinnovabili e il nucleare hanno fornito in media il 68% dell'elettricità europea. In Italia la quota di rinnovabili cresce, sebbene la maggioranza delle mensilità del 2023 abbia visto il gas naturale prevalere nella generazione.
- Le modifiche all'assetto del mercato non riguarderanno la formazione del prezzo nel mercato all'ingrosso: si punta invece ad incentivare i mercati a lungo termine, l'aumento della generazione rinnovabile e i servizi di flessibilità con strumenti specifici, oltre alla protezione dei consumatori.

## 1. L'ANDAMENTO DEI MERCATI

Successivamente alla ripresa economica post-pandemia del 2020 e alle problematiche di approvvigionamento a seguito del conflitto russo-ucraino, l'Unione Europea si è decisa a perseguire obiettivi specifici ed approvare riforme al fine di rendere il mercato elettrico più dinamico e meno esposto a fattori esterni imprevedibili, come un improvviso shock negativo dell'offerta da parte dei fornitori di materie prime critiche ai danni degli operatori economici europei.

L'obiettivo dichiarato del legislatore europeo è quello di incentivare la produzione di energia rinnovabile e mitigare, al massimo delle possibilità offerte dal mercato, le variazioni improvvise di prezzo sulle materie prime energetiche, con l'intento di diminuire la pressione su famiglie e imprese e più in generale tutto il tessuto produttivo del Vecchio Continente, che negli anni più recenti hanno caratterizzato il contesto economico globale.

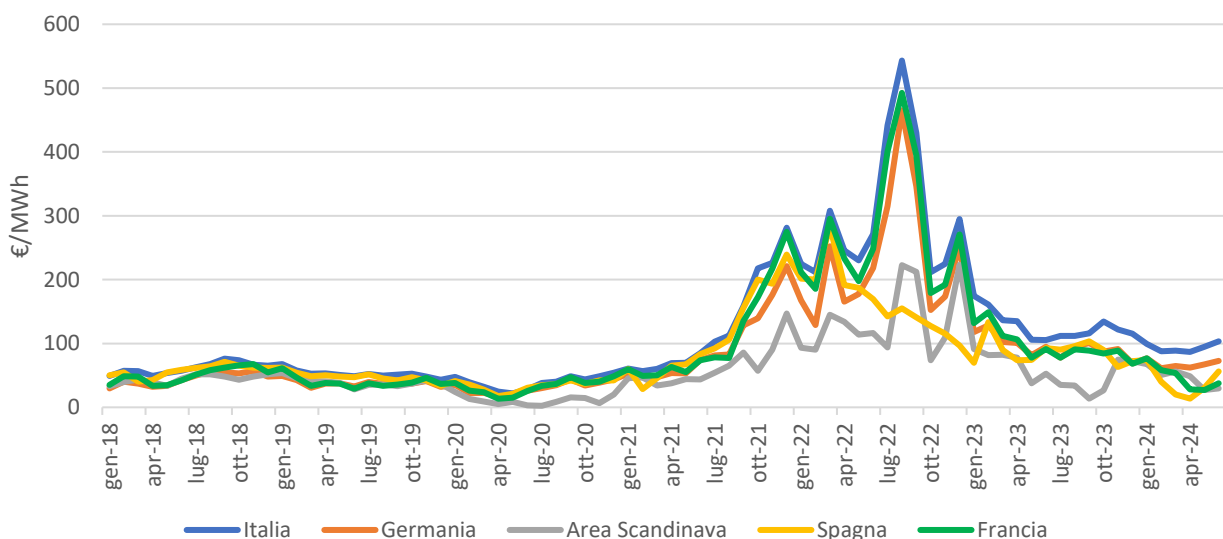
I prezzi medi dell'elettricità relativi ai principali mercati europei mostrano un andamento simile e, dopo lo scoppio della guerra in Ucraina, con il conseguente aumento del prezzo dei beni energetici, si sta tornando ad un periodo di prezzi più contenuti rispetto agli anni precedenti.

Considerando l'intervallo temporale che va dal gennaio 2018 a giugno 2024, è possibile notare come l'Italia sia passata da un prezzo medio dell'elettricità di 49 €/MWh a 103 €/MWh, la Germania da 29,5 €/MWh a 72,9 €/MWh, l'area scandinava da 32,9 €/MWh a 29,9 €/MWh, la Spagna da 50 €/MWh a 56 €/MWh e la Francia da 35 €/MWh a 37,6 €/MWh.

Quindi, si è notato un generale aumento dei prezzi medi relativi all'energia elettrica, ad eccezione dell'area scandinava

**Fig.1: Prezzo medio dell'elettricità sui principali mercati europei all'ingrosso (gennaio 2018 – giugno 2024)**

Fonte: GME



In generale, a livello europeo, prendendo in considerazione i principali Paesi del continente è possibile notare come nel 2019 Germania, Spagna, Francia e Italia avessero dei prezzi semestrali abbastanza allineati, escludendo la Francia durante il primo semestre. Successivamente al 2019 inizia un processo di sostanziale aumento dei prezzi e "disallineamento" delle principali economie

europei rispetto ai prezzi dell'energia elettrica. In particolare, nel secondo semestre del 2023 la Germania ha sperimentato un prezzo pari a 0,32 €/kWh, il più elevato tra i Paesi considerati, seguita da Italia con 0,29 €/kWh, Francia con 0,26 €/kWh e Spagna con 0,25. Rispetto al 2019 i prezzi semestrali sono aumentati in maniera decisa, con la Germania che ha registrato una variazione pari all'82,5%, la Francia dell'86,3%, l'Italia del 65,2% e la Spagna del 49,2%. Una eterogeneità così elevata è dovuta alle diverse misure implementate dalle realtà politiche caratterizzanti gli Stati presi in considerazione e la composizione del loro mix energetico.

Il medesimo andamento visibile per la classe di consumo 1.000-2.499 kWh è ravvisabile in quella 2.500-4.999 kWh, con un andamento crescente nel tempo e caratterizzato da un livello non trascurabile di eterogeneità tra le realtà considerate.

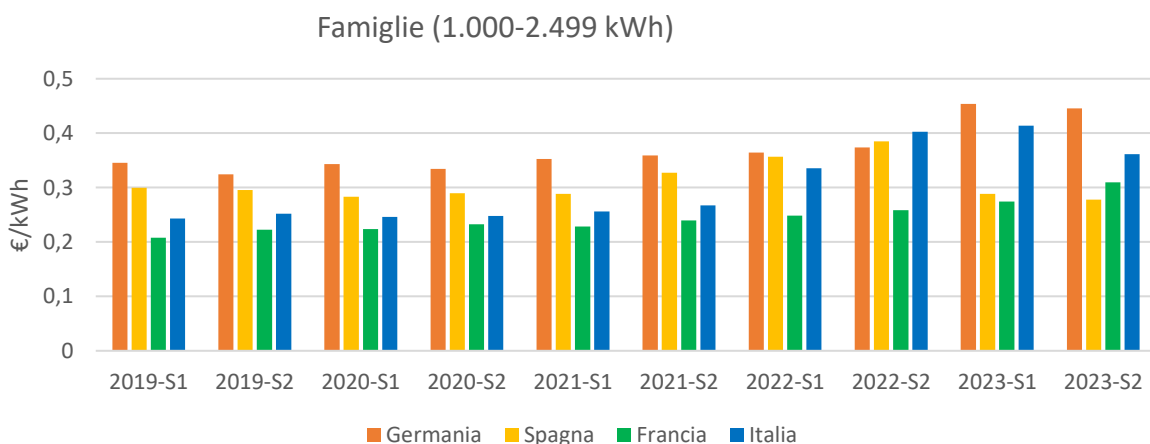
Vale la pena considerare come nell'intervallo di tempo che va dal primo semestre 2019 al secondo semestre 2023, per la classe 2.500-4.999 kWh, gli aumenti percentuali si sono caratterizzati per differire profondamente da Paese a Paese. La Germania ha sperimentato un aumento pari al 95,7%, la Francia dell'88,2%, l'Italia del 79,1% ed infine la Spagna del 56%.

Per quanto concerne gli operatori non domestici, è possibile notare come per la classe di consumo <20MWh si è notato un generico aumento nei principali Paesi europei, anche se in maniera più o meno accentuata, in base alla localizzazione dell'impresa.

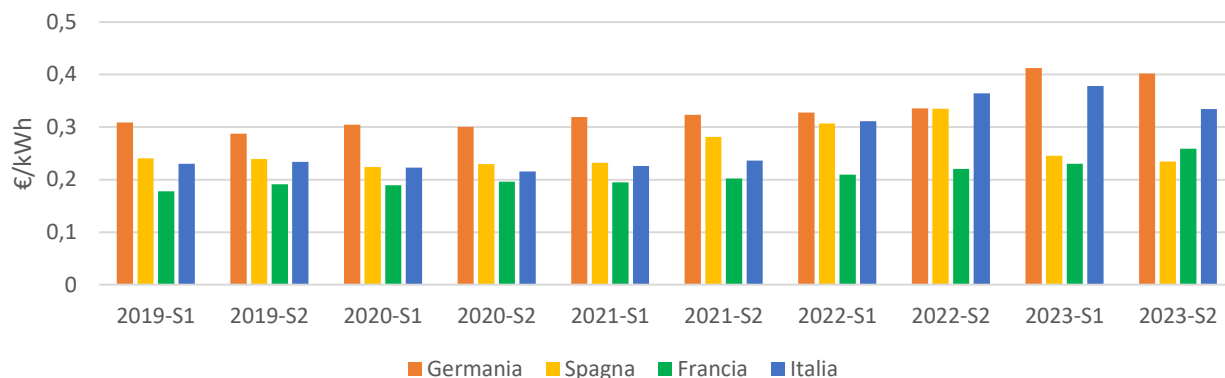
In particolare, considerando l'arco temporale che va dal primo semestre 2019 al secondo semestre 2023 in Francia si è avuto un aumento del 91,5%, in Germania del 36,5%, in Italia del 5,1% e in Spagna del 2,6%. Per quanto riguarda le imprese afferenti alla classe di consumo >150.000 MWh e allo stesso intervallo temporale, si nota un andamento crescente, anche se con diverse intensità. Infatti, la Francia registra un incremento del 90,4%, l'Italia dell'86,6% e la Spagna del 57,2%. La Germania, il cui primo dato disponibile risulta essere relativo al secondo semestre del 2019 sperimenta un incremento pari all'80,8%.

**Fig. 2: Prezzi semestrali dell'elettricità per consumatori domestici e non domestici, per classe di consumo annuo**

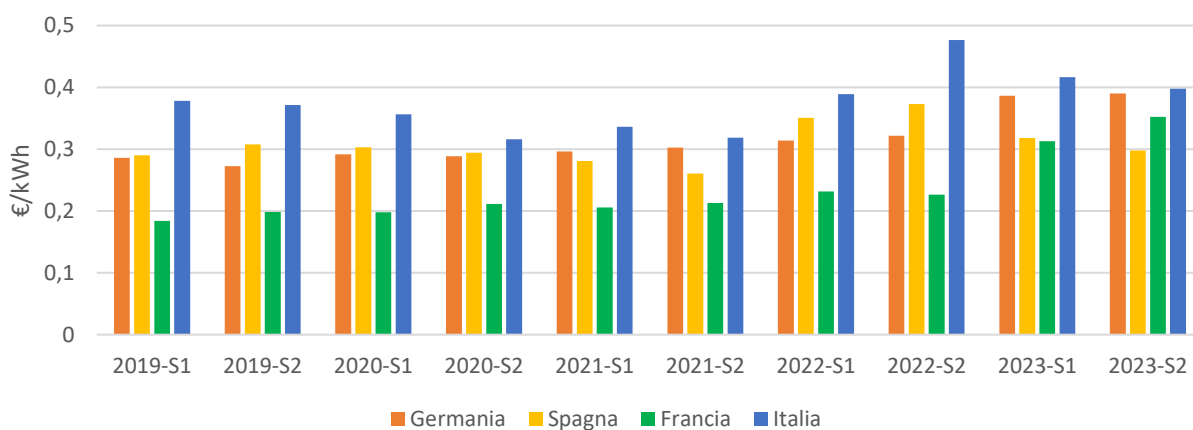
Fonte: Eurostat, 2024  
Note: Tasse e imposte incluse



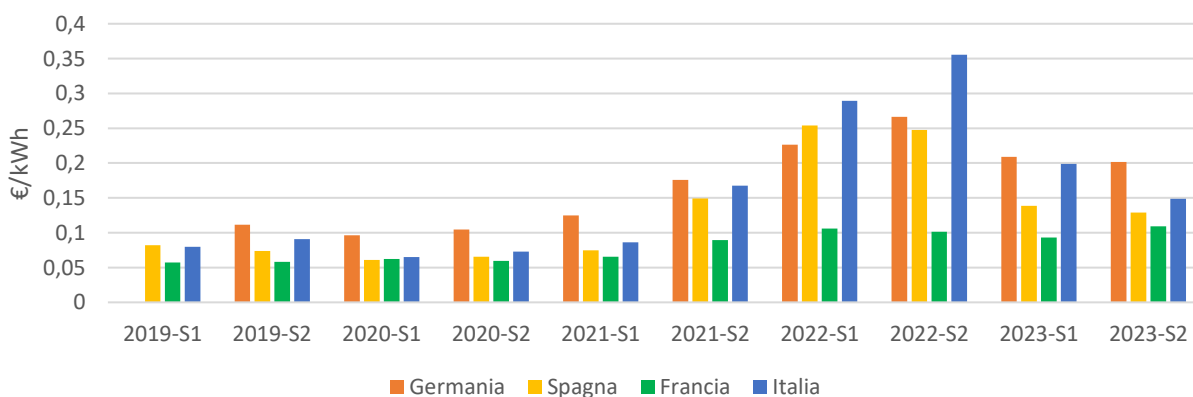
### Famiglie (2.500-4.999 kWh)



### Imprese (<20 MWh)



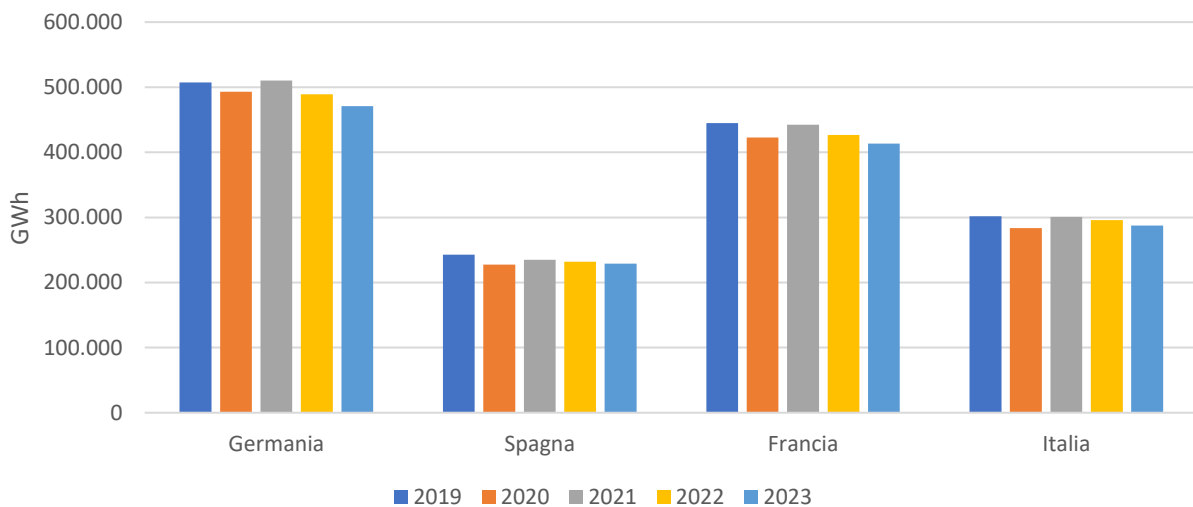
### Imprese (>150.000 MWh)



*I prezzi medi relativi al mercato elettrico, anche se diminuiti rispetto al 2022, anno dello scoppio della guerra in Ucraina, ancora non sono tornati perfettamente in linea con i livelli del 2019*

**Fig.3: Consumi elettrici annuali finali (2019-2023)**

Fonte: Eurostat, 2024



*Il consumo di elettrico annuale nei principali mercati europei dell'energia elettrica mostra un deciso calo che si conferma un fenomeno ricorrente, almeno per gli ultimi anni*

Allo stesso tempo, i consumi elettrici sono in discesa nell'Unione Europea. Che sia per effetto fisiologico di un rialzo dei prezzi, del clima più mite o della contrazione della produzione industriale, i consumi aggregati dell'Unione sono inferiori del 6% rispetto ai livelli precrisi del 2019. I Paesi europei mostrano tendenze piuttosto simili nel calo, che è visibile non solo nella differenza fra l'annualità 2021 e il 2022, ma anche tra il 2022 e il 2023.

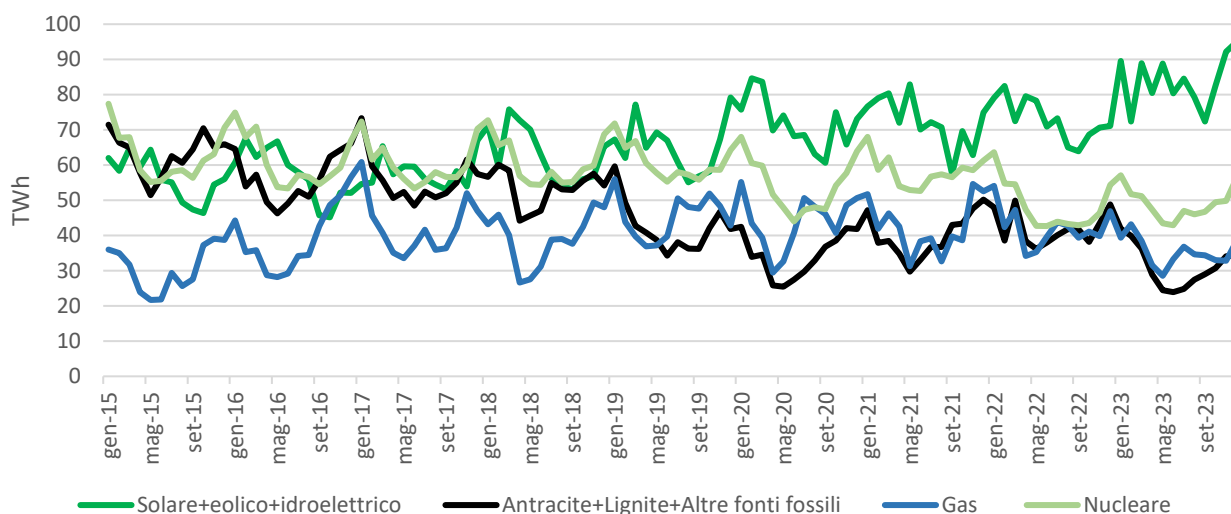
A livello europeo è possibile notare come la componente rinnovabile, all'interno del mix energetico sia aumentata costantemente nel tempo, passando da 62 TWh a gennaio 2015 a 95 TWh, con un aumento di oltre il 50%.

Le altre fonti di energia mostrano un andamento molto vario, con l'energia nucleare che passa da 77,4 TWh a 56,4 TWh, il gas naturale da 36 TWh a 38,5 TWh e le altre fonti fossili da 71,4 TWh a 34,5 TWh.

Per quanto riguarda il caso italiano, è possibile affermare che l'eolico, il solare e l'idroelettrico sono passati dal fornire 4,82 TWh a gennaio 2016 a 7,32 TWh a dicembre 2023, il gas da 13,6 TWh a 11 TWh, le altre fonti fossili da 1,6 TWh a 1,3 TWh ed infine le bioenergie e le altre fonti rinnovabili da 1,9 TWh a 1,66 TWh.

**Fig. 4: Produzione di energia elettrica in Europa, per fonte (2015-2023)**

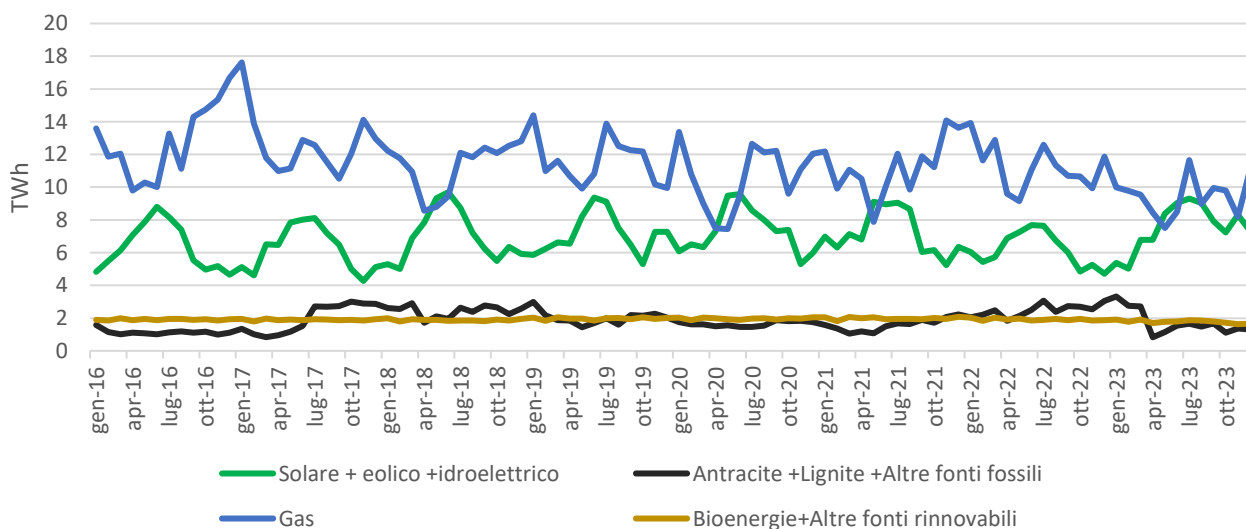
Fonte: Elaborazioni I-Com su dati EMBER, 2024



Ne risulta che la componente rinnovabile ha aumentato il suo peso all'interno del mix energetico italiano mentre quello dei combustibili fossili, anche se di poco, ha diminuito il suo contributo.

**Fig.5: Produzione di energia elettrica in Italia, per fonte (2016-2023)**

Fonte: Elaborazioni I-Com su dati EMBER, 2024



*La quota di energia rinnovabile all'interno del mix elettrico italiano sta aumentando nel tempo. Tuttavia, nel 2023 ha prevalso ancora la generazione da fossile*

## 2. REFORM OF THE EU ELECTRICITY MARKET: DALLA GENESI ALLA PROPOSTA FINALE

In seguito alla crisi dei prezzi dell'energia, l'Unione Europea ha accelerato il passo sul Green Deal, con il piano REPowerEU, decidendosi a perseguire obiettivi specifici e a rivedere la normativa comunitaria al fine di rendere il mercato elettrico più integrato, dinamico e meno esposto a fattori esterni imprevedibili, come un improvviso shock negativo dell'offerta da parte dei fornitori di materie prime energetiche ai danni degli operatori economici europei. La principale espressione di questo percorso è la proposta di riforma del mercato elettrico dell'Unione Europea (Reform of the EU Electricity Market), che raccoglie al suo interno proposte di modifiche per vari Regolamenti e Direttive in materia elettrica. L'obiettivo dichiarato del legislatore europeo è quello di incentivare la produzione di energia rinnovabile e mitigare, al massimo delle possibilità offerte dal mercato, le variazioni improvvise di prezzo sulle materie prime energetiche, migliorando così la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, proteggendo in maggior misura i consumatori e supportando il processo di decarbonizzazione. Per favorire l'attuazione di questi obiettivi, l'UE vuole stimolare una reale circolazione libera dell'energia elettrica tra gli Stati membri, promuovendo connessioni efficienti e concorrenza transfrontaliera.

Il quadro normativo del mercato dell'energia elettrica si fonda su diversi atti legislativi, quattro dei quali erano già stati aggiornati nel 2019 con l'adozione del "Clean Energy Package"<sup>1</sup>. La revisione proposta nel 2022 e conclusasi nel corso di quest'anno ha riguardato: Il Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica ("Electricity Regulation"), la Direttiva relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ("Electricity Directive"), la Direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili ("Renewable Energy Directive") e il Regolamento ACER ("ACER Regulation"). La riforma complessiva del mercato dell'energia elettrica comprende anche un'altra modifica legislativa, che ha l'intento di migliorare la protezione contro la manipolazione del mercato dell'energia all'ingrosso. Questa seconda modifica ha riguardato il Regolamento sull'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) e il Regolamento ACER.

Il percorso di riforma è stato lungo. Nel 2022 si sono susseguiti diversi documenti informali che esploravano possibili soluzioni alle sfide che il mercato elettrico stava fronteggiando, di cui se ne fornisce un sunto nel Box 1.

*Lo shock di offerta presentatosi nel 2022 ha posto un'accelerazione considerevole al processo di decarbonizzazione europeo, col fine di essere meno dipendenti dai fornitori di energia esteri*

---

<sup>1</sup> Nel 2019, il Clean Energy Package aveva impattato su: La Direttiva 2019/944 relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica ("Electricity Directive"), Il Regolamento 2019/943 sul mercato interno dell'energia elettrica ("Electricity Regulation"), Il Regolamento 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica ("Risk Preparedness Regulation") e Il Regolamento 2019/942 ("ACER Regulation").

## Box 1: I documenti informali

### Maggio 2022

Le prime linee guida sulla riforma erano già state delineate nel maggio 2022 con la comunicazione “Short-Term Energy Market Interventions and Long Term Improvements to the Electricity Market Design”. Le principali questioni trattate (individuate sulla base della relazione ACER 2022 e del feedback delle parti interessate) erano:

- la necessità di proteggere i consumatori e fornire elettricità a prezzi accessibili sia nel breve che nel lungo periodo;
  - Modalità proposta: trattare l'elettricità come un diritto fondamentale per i consumatori vulnerabili e concepire il nuovo design del mercato in modo tale da garantire l'accesso all'energia a tutti i cittadini, fornendo allo stesso tempo a determinati consumatori un livello minimo di elettricità a un prezzo ragionevole, indipendentemente dalla situazione dei mercati dell'elettricità;
- contenere la volatilità dei prezzi;
  - Modalità proposta: garantire strumenti di flessibilità come la *demand response* e gli stoccaggi;
- garantire la resilienza del mercato e del sistema elettrico migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento a lungo termine, per offrire maggiori certezze agli investitori e favorire investimenti in rinnovabili e a basse emissioni di carbonio;
  - Modalità proposta: per la generazione sovvenzionata con fondi pubblici, al fine di evitare rendimenti eccessivi per gli investitori durante i periodi di prezzi di mercato elevati, si proponevano contratti per differenze a due vie, in base ai quali l'operatore riceve un'integrazione quando i prezzi di mercato sono bassi e lo restituisce quando sono al di sopra una certa soglia;
- valutare i meccanismi di capacità per far fronte a quantità crescente di rinnovabili e ad una struttura produttiva più decentrata;
  - Modalità proposta: sostenere l'innovazione delle infrastrutture elettriche e del gas naturale attraverso la rimozione gli ostacoli normativi che la inibiscono e propone un "prezzo per localizzazione" inteso a ridurre i costi e i profitti straordinari grazie alla creazione di prezzi di mercato diversi che riflettano l'equilibrio locale tra domanda e offerta e la disponibilità della trasmissione.

### Ottobre 2022

Ad intervenire sulla riforma è anche un documento informale della Commissione dell'ottobre 2022. Il documento riprendeva i capi del testo di maggio, concentrandosi maggiormente sulla questione del disaccoppiamento dei prezzi del gas naturale con l'elettricità, presentando diverse opzioni per misure a breve e lungo termine.

Sulla formazione del prezzo, in termini di soluzioni strutturali a lungo termine, l'idea della Commissione era, a tendere, di remunerare le rinnovabili e le altre tecnologie in base ai loro reali costi di generazione. Per attuare questo concetto, si proponeva di ridurre la dipendenza dal



prezzo marginale a breve termine nel mercato del giorno prima, attualmente determinato dal prezzo dell'ultima unità più costosa chiamata a soddisfare domanda (solitamente il gas naturale, in particolare per Paesi come l'Italia). In particolare, alle rinnovabili e, in generale, alle tecnologie inframarginali, si sarebbero ampiamente applicati i "contratti per differenza", indipendentemente dal prezzo marginale sulla borsa elettrica. Il prezzo di questi contratti verrebbe stabilito mediante gara e rifletterebbe i costi di produzione effettivi. Il ruolo del gas nel mercato a breve termine sarebbe quello di integrare la nuova struttura dei ricavi per i produttori inframarginali basati sui contratti a due vie, controbilanciando la produzione intermittente delle fonti rinnovabili (ad esempio da energia solare o eolica) fino a quando le tecnologie rinnovabili alternative non saranno in grado di evitare tali oscillazioni. Secondo il documento informale, tali disposizioni metterebbero fine all'eccessiva dipendenza delle bollette elettriche dai mercati del gas naturale, altamente volatili.

### Dicembre 2022

Un successivo documento informale della Commissione, diffuso a dicembre 2022, interviene sull'argomento concentrandosi sui modi per garantire energia a prezzi accessibili e sicura da fonti sostenibili e rinnovabili a lungo termine, come parte di una riforma strutturale del mercato e assestando il tiro della proposta sul disaccoppiamento.

In particolare, si sottolinea l'importanza di accelerare gli investimenti nelle energie rinnovabili, sia per sfruttare l'impatto positivo dei bassi costi operativi sui prezzi dell'energia che per il contributo che possono dare alla sicurezza dell'approvvigionamento. Si propongono contratti di lungo termine con strutture retributive differenziate, ma solo per i nuovi generatori inframarginali che entrano nel mercato, e a seconda della condizione dell'aver beneficiato o meno di sostegno pubblico per l'investimento:

- Per gli investimenti con sostegno pubblico si propongono "contratti per differenza a due vie", in base ai quali i ricavi dei generatori si avvicinerebbero a riflettere i costi totali della relativa tecnologia. I parametri di questi contratti dovrebbero essere stabiliti attraverso una procedura di gara competitiva, consentendo di indirizzare il sostegno sui progetti con i costi di produzione previsti più bassi. In una situazione di crisi, i contratti a due vie potrebbero fornire agli Stati Membri entrate aggiuntive da utilizzare, ad esempio, per mitigare l'impatto dei prezzi elevati dell'elettricità sui consumatori.
- Per gli investimenti a condizioni di mercato, si suggeriscono accordi di acquisto di energia elettrica a lungo termine, in particolare attraverso lo sviluppo dei *Power Purchase Agreement* (PPA) come modo per garantire la stabilità dei ricavi dell'impianto, indipendentemente dalla volatilità dei prezzi a breve termine. Si raccomanda, pertanto, di incentivare produttori, fornitori e consumatori (industriali e non) a stipulare PPA e rafforzare così la liquidità dei mercati a termine.

In termini di riduzione del ruolo del gas nei mercati a breve termine, anche questo documento informale propone di migliorare l'accesso a soluzioni di flessibilità come il *demand response* e gli stoccaggi, sostenendo che, in combinazione con la generazione da fonti rinnovabili, ciò ridurrebbe il peso della generazione a gas nel mercato a breve termine come fonte flessibile di generazione e

contribuirebbe a eliminare gradualmente la generazione fossile, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE.

Per favorire una maggiore responsabilizzazione e protezione dei consumatori, il documento suggerisce di migliorarne la possibilità scelta obbligando i fornitori al di sopra di una certa dimensione a offrire contratti a tempo determinato a prezzo fisso che coprano il consumo della “famiglia media”. Questo sarebbe utile a bilanciare l'attuale obbligo di offrire contratti a prezzo dinamico e mitigare i costi di un potenziale fallimento dei fornitori, richiedendo agli stessi di essere adeguatamente coperti. Inoltre, propone di introdurre un obbligo formale di nominare un fornitore di ultima istanza e di chiarire i ruoli e le responsabilità del fornitore designato e i diritti dei consumatori trasferiti in ultima istanza. Viene anche sottolineata l'importanza della digitalizzazione al fine di consentire la condivisione dell'energia e supportare i prosumer che utilizzano elettricità autoprodotta da fonti rinnovabili.

*Il legislatore europeo, attraverso una lunga stratificazione di misure ad hoc, si è posto l'obiettivo di rendere il mercato elettrico più resiliente e meno dipendente dalle fonti fossili*

In questa fase preliminare non sono mancate le divergenze nel grado di radicalità delle soluzioni proposte degli Stati Membri, che, individualmente o in blocchi, si sono organizzati per esprimere le proprie posizioni (Box 2).

## Box 2: Le posizioni degli Stati

### Francia

La Francia ha sottolineato come sia importante sia tutelare i consumatori dall'eccessiva volatilità di prezzo che garantire alle aziende che effettuano investimenti nel settore un congruo ritorno economico. Per fare ciò, in una lettera informale inviata alla Commissione, auspica l'introduzione di strumenti compensativi post-vendita. Questi svolgerebbero un ruolo paragonabile a un contratto per differenza per le diverse attività inframarginali, con un prezzo di esercizio contrattuale fissato al costo completo di lungo termine di ogni tipologia di attività. Tale approccio permetterebbe alle offerte di mercato a breve termine, che seguono il principio del prezzo marginale, di rimanere del tutto inalterate, preservando l'efficiente dispacciamento degli asset di generazione e l'accoppiamento del mercato.

### Spagna e Grecia

Il documento informale degli spagnoli si è soffermato invece sull'importanza dei contratti a due vie sia nel contenere i costi della bolletta elettrica che nel favorire l'ingresso di attori disposti ad investire in energie rinnovabili sul mercato. Sulla stessa lunghezza d'onda è una nota della delegazione greca che insiste sulla necessità di superare l'attuale meccanismo del mercato del giorno prima e introdurre misure di bilanciamento che aiutino a mitigare l'impatto dei potenziali picchi di costo sui consumatori.

### Polonia

La Polonia, in un suo documento informale, interviene invece sull'importanza di intervenire su meccanismi di capacità a lungo termine che bilancino una crescente penetrazione di rinnovabili nel sistema elettrico con la necessità di avere fonti stabili e dispacciabili in ogni momento. Il documento polacco sottolinea inoltre come la pietra angolare della riforma debba essere una neutralità tecnologica che permetta di avere un ambiente normativo che agevoli tutte le tipologie di investimenti a basse emissioni (compreso il nucleare).

**Germania-Paesi Bassi-Danimarca-Lussemburgo-Estonia-Lettonia-Finlandia:**

Infine, una *joint letter* sottoscritta da sette Paesi (Germania, Danimarca, Estonia, Finlandia, Lussemburgo, Lettonia e Paesi Bassi), più prudente riguardo alle misure di riforma del sistema, individua una serie di principi fondamentali di azione, tra cui: l'importanza di facilitare l'integrazione interna migliorando la capacità di interconnessione e favorendo la libera formazione dei prezzi; la necessità di creare un mercato stabile che salvaguardi e incentivi gli investimenti in rinnovabili; garantire l'efficienza dei mercati a breve termine e ottimizzare il funzionamento di quelli a lungo orizzonte; favorire l'adozione di contratti di lungo termine che agevolino gli investimenti in rinnovabili; rafforzare la protezione dei consumatori e consentire loro di partecipare ai benefici della transizione energetica.

*In generale, gli Stati europei concordano sul fatto che bisogna diminuire la volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, facilitando l'implementazione di contratti a lungo termine.*

---

All'inizio del 2023, in previsione della proposta legislativa formale, la Commissione Europea aveva condotto una consultazione con lo scopo di identificare i quattro ambiti principali di riforma, che risultavano essere:

- 1) rendere le bollette dell'elettricità meno dipendenti dai prezzi dei combustibili fossili a breve termine e promuovere la diffusione delle energie rinnovabili;
- 2) migliorare il funzionamento del mercato per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e sfruttare maggiormente le alternative al gas (come lo stoccaggio e la gestione della domanda);
- 3) rafforzare la protezione e l'*empowerment* dei consumatori;
- 4) migliorare la trasparenza, la vigilanza e l'integrità del mercato.

Il 14 marzo 2023 la Commissione Europea ha infine pubblicato la proposta di riforma ufficiale. Al contrario delle aspettative, la riforma non interviene nei mercati all'ingrosso, inizialmente individuati come il fulcro della riforma. Il cuore principale della stessa sembra invece ricalcare la proposta avanzata dall'ACER, che nell'aprile 2022 aveva presentato 13 misure per la riforma dei mercati dell'elettricità all'ingrosso.

Per quanto riguarda le misure specifiche, si citano:

- fornire una scelta più ampia di contratti e informazioni più chiare per i consumatori, con la possibilità di bloccare prezzi sicuri a lungo termine ma anche di trarre vantaggio da contratti a prezzi dinamici;

- ridurre il rischio di fallimento dei fornitori, attraverso nuovi requisiti sulla gestione del rischio di prezzo e la creazione di fornitori di ultima istanza;
- favorire una maggiore penetrazione e condivisione dell'energia rinnovabile;
- utilizzo di contratti a lungo termine più stabili (Power Purchase Agreements, PPA) tra aziende e fornitori;
- uso di contratti bidirezionali per differenza (CfD) tra produttori di elettricità ed enti pubblici;
- introduzione di obblighi per facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema<sup>2</sup>.

Inoltre, grande importanza è data alla protezione dei consumatori, infatti, nello schema attuale i rivenditori dovranno offrire contratti a prezzo fisso ai consumatori e tutti gli Stati membri dovranno individuare fornitori di ultima istanza. Viene istituito così un "regime di crisi", che dovrebbe entrare in azione quando i prezzi dell'elettricità diventano troppo elevati. In questa situazione i consumatori otterranno prezzi preferenziali per una quota dei propri consumi.

Successivamente alla Proposta della Commissione, il Parlamento Europeo ha proposto alcune modifiche, soprattutto per quanto riguarda la progettazione dei CfD, in modo da sostenere in modo più deciso il risparmio energetico e i consumatori vulnerabili, e nell'implementazione dei PPA, ad esempio facilitando l'ingresso di operatori più piccoli. È stata proposta anche un'accelerazione dello sviluppo della rete e modalità di connessione più flessibili, oltre a obiettivi nazionali quantificabili per *demand response* e stoccaggio. Ulteriori modifiche proposte riguardavano il potenziamento del ruolo dei servizi di ricarica dei veicoli elettrici e il rafforzamento dei diritti dei consumatori. Alla luce di una possibile futura crisi dei prezzi, l'input del Parlamento sosteneva l'introduzione di uno strumento strutturale, come un tetto temporaneo ai ricavi di mercato dei generatori inframarginali, per fornire una fonte di finanziamento per le tariffe regolamentate e garantire la prevedibilità a consumatori e investitori. Nella visione del Consiglio Europeo, gli Stati membri dovrebbero promuovere l'adozione di contratti di acquisto di energia attraverso sistemi di garanzia sostenuti dallo Stato a prezzi di mercato, garanzie private o strutture che mettano in comune la domanda di PPA. I contratti bidirezionali per differenza avrebbero dovuto essere obbligatori nel caso in cui il finanziamento pubblico sia coinvolto in contratti di lunga durata, con alcune eccezioni. I CfD bidirezionali si applicherebbero agli investimenti in nuovi impianti di produzione di energia elettrica basati su energia eolica, solare, geotermica, idroelettrica senza bacino e nucleare. I ricavi generati dallo Stato attraverso i CfD bidirezionali verrebbero redistribuiti ai clienti finali o utilizzati per finanziare i costi dei regimi di sostegno diretto dei prezzi o gli investimenti per ridurre i costi dell'elettricità per i clienti finali. La posizione prevede inoltre il rafforzamento del ruolo del Consiglio nel dichiarare una crisi temporanea dei prezzi dell'elettricità a livello regionale o dell'UE e la modifica delle condizioni per la dichiarazione di tale crisi.<sup>3</sup>

I negoziati interistituzionali si sono conclusi il 14 dicembre 2023. L'accordo provvisorio tra i tre colegislatori prevede l'uso dei CfD per tutti gli investimenti nella nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nucleare. L'accordo conferisce al Consiglio il potere di dichiarare una crisi dei prezzi dell'energia elettrica, rafforza le misure di protezione dei clienti vulnerabili e consente un uso flessibile delle entrate generate dallo Stato attraverso i CfD bidirezionali (ad

---

<sup>2</sup> Legislative Train, European Parliament, 2024.

<sup>3</sup> Legislative Train, European Parliament, 2024.

esempio per finanziare schemi di sostegno diretto dei prezzi o da investire nella riduzione dei costi dell'elettricità per i consumatori finali).

### 3. IL SISTEMA ELETTRICO ALLA PROVA

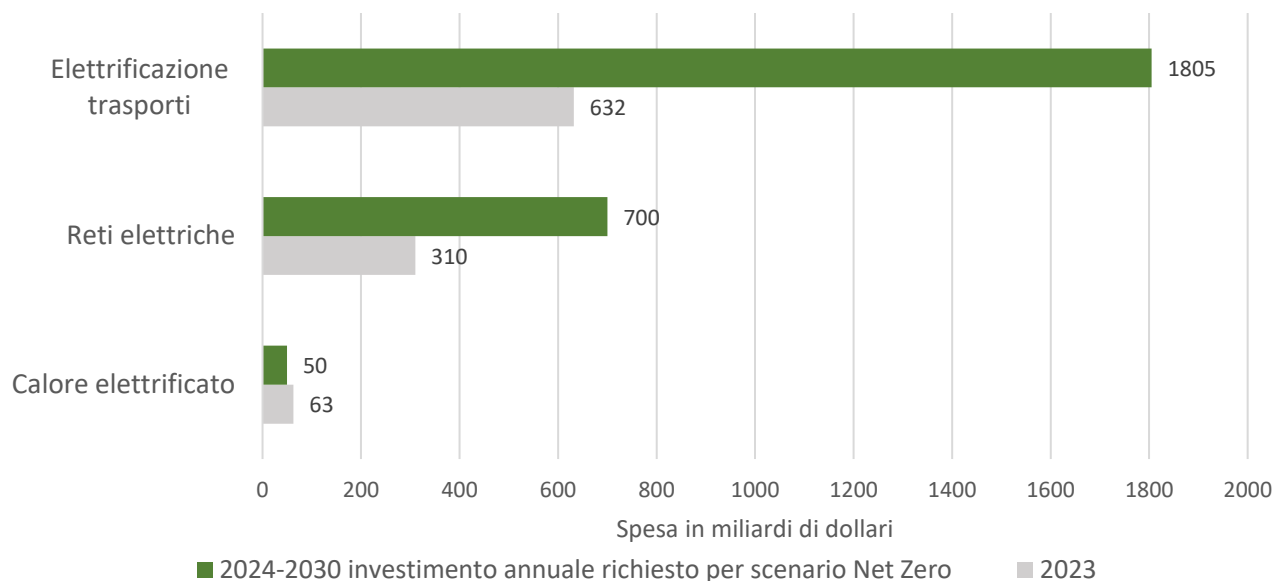
L'integrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico comporta una serie di sfide e problemi per la rete elettrica non indifferenti e di varia natura.

Negli ultimi anni, abbiamo osservato un dinamico incremento dell'installazione di nuova capacità di generazione di energia rinnovabile. Data la crescente ambizione delineata nei piani di decarbonizzazione a livello nazionale ed europeo, questa crescita dovrà accelerare ulteriormente per rispettare gli obiettivi comuni. Integrare volumi sempre maggiori di potenza e generazione rinnovabile nell'infrastruttura elettrica rappresenta una sfida senza precedenti per i sistemi energetici ed elettrici, soprattutto considerando la distribuzione territoriale delle risorse rinnovabili e la loro natura intermittente e non programmabile. Le caratteristiche delle fonti rinnovabili sottolineano la necessità di una notevole flessibilità, mettendo in discussione il tradizionale modello centralizzato di produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e consumo di energia.

Un mutamento strutturale nella generazione di elettricità che richiede un adattamento delle reti per consentire il flusso bidirezionale di elettricità che concili l'approccio bottom-up esibito dai sistemi elettrici basati su fonti di generazione distribuite. Le aree di maggior consumo elettrico non coincidono con quelle di maggiore produzione di elettricità da fonti rinnovabili. Di conseguenza, negli ultimi anni, si sono verificati significativi cambiamenti nei flussi di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, principalmente a causa della diffusione di nuove fonti rinnovabili nel sud del Paese, dove la domanda elettrica è inferiore. L'energia elettrica non segue più il tradizionale flusso da nord a sud, ma si sposta da sud verso nord. Queste considerazioni si applicano anche alle isole maggiori, Sicilia e Sardegna, che presentano una ricca presenza di impianti eolici e fotovoltaici, ma una domanda elettrica limitata. Questa dinamica può causare congestioni nella rete e richiedere significativi interventi infrastrutturali.

**Fig.6: Fabbisogno di investimenti per il raggiungimento dello scenario Net Zero a livello globale**

Fonte: BloombergNEF; 2023



Anche le reti di distribuzione stanno subendo rilevanti modifiche nei flussi di energia elettrica. La crescente diffusione della generazione distribuita, concepita per sfruttare fonti rinnovabili anche in aree lontane dai centri di consumo, aumenta la probabilità che l'energia elettrica prodotta in modo diffuso non venga autoconsumata localmente. Di conseguenza, l'energia elettrica introdotta nelle reti a bassa o media tensione potrebbe dover essere trasportata altrove, richiedendo un innalzamento di tensione e dando luogo al fenomeno noto come inversione di flusso. Questo significa che, contrariamente alla storica direzione del flusso di energia elettrica dalle reti di alta tensione a quelle di media e bassa tensione, l'energia elettrica a volte risale di tensione per essere trasportata e consumata in altre località. Affrontare questi problemi richiede un approccio integrato che combini innovazioni tecnologiche, aggiornamenti infrastrutturali, adeguamenti normativi e una gestione intelligente della rete.

La maggiore elettrificazione, poi, e il conseguente aumento di consumi (e di richieste di potenza) comporta un adeguamento delle reti e della gestione dei carichi né semplice né tantomeno rapido, come, ad esempio, dimostrano le interruzioni di fornitura in concomitanza con la calura estiva.

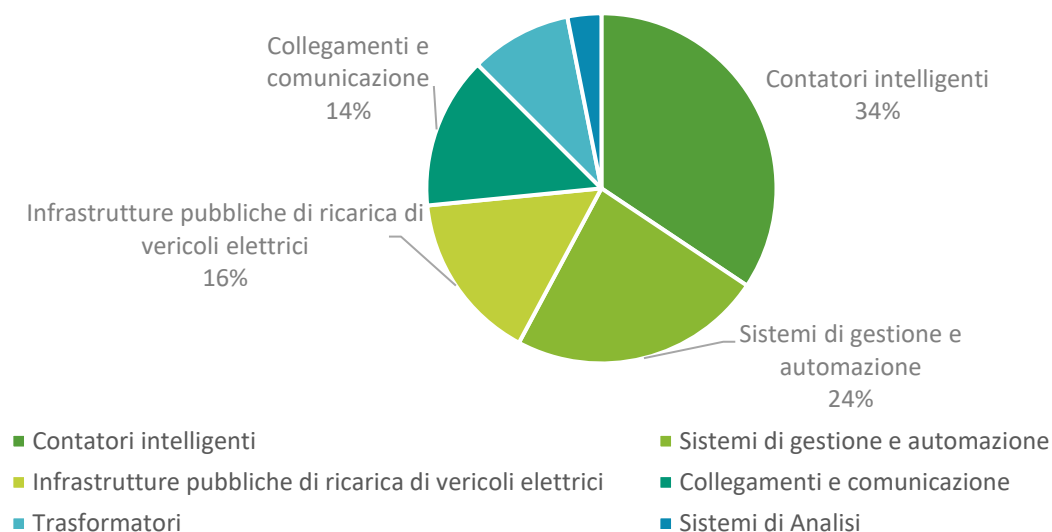
Secondo dati di BloombergNEF, vi sono due principali ambiti in cui la traiettoria di investimento globale annuale non è sufficiente per raggiungere lo scenario Net Zero al 2050. Il primo, per il quale si osserva il *gap* maggiore, è l'elettificazione dei trasporti. Il secondo riguarda le reti elettriche. Globalmente, nel 2023, l'investimento complessivo diretto alle reti è stato pari a 310 miliardi di dollari. Cifra considerevole ma ben lontana dai 700 che, secondo queste stime, dovrebbero essere allocati ogni anno, da qui al 2030, sulle reti.

*L'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili necessita di prendere in considerazione la loro distribuzione territoriale e la conseguente opera di programmazione per la costruzione di infrastrutture necessarie per il trasporto di energia da aree produttrici ad aree consumatrici*

Una parte sostanziale delle risorse necessarie per ammodernare le reti è associato all'integrazione dei sistemi digitali nelle infrastrutture elettriche di trasmissione e distribuzione. Sebbene l'utilizzo di queste tecnologie renda i sistemi elettrici esposti a rischi non trascurabili di sicurezza informatica, i benefici in efficienza di gestione e risparmio energetico prevalgono sui rischi. Globalmente, nel 2022, i TSO e DSO si sono concentrati su contatori intelligenti (che nel nostro Paese sono installati sulla virtuale totalità delle utenze), sistemi di gestione e automazione e infrastrutture pubbliche di ricarica di veicoli elettrici.

**Fig.7: Investimenti globali in infrastrutture digitali nelle reti elettriche di trasmissione e distribuzione 2022, % per tecnologia**

Fonte: IEA; 2022



## 4. CONCLUSIONI

L'Italia avrà fino a metà gennaio 2025 per recepire la Riforma europea del mercato elettrico e, per alcuni aspetti della riforma, i tempi di recepimento sono stati prolungati anche al 2026 e al 2027. Sebbene la Riforma non abbia seguito il percorso politico tracciato pubblicamente ed inizialmente discusso, è comunque un passaggio storico in quanto si introduce la possibilità di abbandonare i mercati a termine in favore di un assetto di mercato dell'energia che a regime sarà costituito da un insieme di contrattualizzazioni a lungo termine per una serie di aspetti: l'incentivazione dei nuovi

impianti con controparte statale (pertanto tramite CfDs), l'allocazione della capacità termoelettrica residua con Terna per garantire l'adeguatezza della rete, ma anche per gli stoccaggi a lungo termine. Il rischio è che i CfDs spiazzino i PPAs per prezzo troppo elevato in quanto questi ultimi non hanno una controparte pubblica, specialmente con una dinamica di prezzo discendente. Infatti, si auspica che questo strumento trovi il suo spazio e non vada a ricoprire solo una parte residuale degli scambi nel mercato elettrico. Affinché lo strumento diventi attrattivo sarà sicuramente necessaria una controparte centrale forte che faccia da garante per l'ultima istanza e che vengano supportati da iniziative, anche *merchant*, nella trasmissione.

Come è noto, lo scopo inizialmente dichiarato della Riforma era quello di allentare lo stretto legame fra il prezzo dell'energia elettrica e il costo marginale del gas, così da arginare la volatilità del mercato. Con la modifica degli approvvigionamenti (il peso del gas russo nel mix elettrico italiano è passato dal 40% al 4%), il Paese ha ritrovato sicurezza energetica ed i prezzi, sebbene siano su un livello alto ed intrinsecamente superiore rispetto agli altri principali mercati europei, sono in discesa.

Dal percorso di Riforma della Commissione, nonché dagli anni di comprovata efficienza, è emersa la bontà dell'assetto del mercato *spot*, che era stato pensato con il *system marginal price* anche per garantire liquidità, un sistema di dispacciamento efficace e per remunerare gli impianti più efficienti. Viene tuttavia riconosciuta la sostanziale scarsa efficacia dell'assetto del mercato *spot* nello stimolare investimenti in generazione rinnovabile, motivo per cui la Riforma europea è intervenuta in tal senso, oltre alla manifesta volontà di stabilizzare i prezzi.

Il MASE sta lavorando su molti provvedimenti, primo su tutti il FER X le cui aste saranno in autunno, mentre per la formalizzazione degli incentivi a regime si dovrà ancora aspettare. Si punta a far sì che tutti gli incentivi siano erogati con CfDs e con aste competitive gestite dal GSE. Infatti, nelle aste del FER X, come criterio di assegnazione, oltre al prezzo, ci sarà anche un coefficiente di localizzazione che permetterà di basare la scelta degli impianti vincitori a seconda della localizzazione del progetto tale che si minimizzino i costi relativi all'investimento della rete da mettere a terra per connettere gli impianti in oggetto ed evacuarne l'energia, minimizzando la congestione. Riguardo al FER X, dal punto di vista degli operatori è auspicabile una fluidificazione dei tempi per la partecipazione alle aste.

Sarà importante che i nuovi strumenti consentano di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione e che al contempo si favorisca un graduale allineamento del prezzo dell'energia in Italia ai livelli di prezzo delle controparti europee. Fra le tecnologie molto costose troviamo l'eolico *offshore*, il cui costo di generazione si aggira intorno ai 185€/MWh. Oltre ad un corretto disegno di mercato, è prioritario trovare percorsi per consentire un abbassamento del rischio di finanziamento. A dispetto dei segnali di prezzo, che, come detto, gravita su livelli molto elevati, il ruolo dell'eolico *offshore* non va sottovalutato in quanto tecnologia che può arginare il *nimby* e nel lungo periodo essere un'occasione strategica per rivitalizzare le attività portuali attraendo investimenti anche globali. Un'altra tecnologia le cui sorti sono incerte è l'agrivoltaico. L'agrivoltaico di nuova generazione presenta costi elevati ma non ha avuto spazio nel FER 2. Si auspica che questo trovi spazio nel FER X anche alla luce del blocco al fotovoltaico su terreni agricoli approvato con il dl Agricoltura.

In termini di funzionamento del mercato all'ingrosso, anche al netto della nuova Riforma, è vitale assicurare il corretto *coupling* delle varie zone e superare le criticità derivanti da un disegno



improprio di *fall back rules*, che scongiurerebbero l'insorgere di problemi, come accaduto recentemente quando si è rilevato un malfunzionamento tecnico di un NEMO e sono risultati due prezzi per la stessa zona EPEX. Un aspetto tecnico da attenzionare è il corretto disegno dei CfDs. 80 GW di potenza rinnovabile dovranno essere installati in Italia da qui al 2030 e con ogni probabilità la maggior parte di essi verrà contrattualizzata tramite CfDs. In quanto soggetti che sono inseriti in una logica di mercato, gli operatori necessitano di segnali di prezzo di lungo termine per pianificare gli investimenti. Ricevere segnali di prezzo anticipatori sui CfDs sarà importante in quanto gli *strike price* a cui verranno chiusi saranno necessari a determinare non solo il prezzo dei CfDs stessi ma anche per la pianificazione degli investimenti da parte degli operatori.

Un altro aspetto centrale alla decarbonizzazione, in quanto infrastrutture ad essa abilitanti, sono le reti elettriche. Il 35% della potenza rinnovabile da installare da qui al 2030 proverrà dalla generazione distribuita. Per preparare il sistema di rete alle sfide che lo attendono è importante lavorare in modo coordinato tra DSO sugli interventi di resilienza e potenziamento delle reti.

Il disegno di mercato non può risolvere alcuni problemi strutturali ma può garantire efficienza ed evitare discriminazioni. Nella modifica del disegno di mercato, infatti, molti problemi non sono stati affrontati e saranno oggetto di discussione in futuro.

La rivoluzione che la Riforma dell'assetto del mercato elettrico porta con sé è di concetto in quanto, oltre ai nuovi mezzi già a disposizione del mercato, si apre la strada ad un'innovazione del comparto anche in termini di futura regolazione. L'avvento di un mercato più regolato è ormai certo, ma è obiettivo comune che questo "eccesso di regolazione" sia a vantaggio di operatori, imprese e cittadini, favorendo una maggiore concorrenza ed integrazione dei mercati. La Riforma non introduce solo PPAs, CfDs e mercato delle capacità, ma anche ulteriori strumenti, come l'obbligo di offerta di diritti di trasmissione di lungo termine e di strumenti di lungo termine di flessibilità. Bisognerà comunque lavorare per minimizzare le distorsioni degli strumenti. Il nostro Paese sarà introdotto a nuovi sistemi e a cambiamenti nel funzionamento tecnico del mercato: cambierà il *settlement period* passando a 15 minuti per tener conto delle rinnovabili ed inoltre, dal 2027, l'Italia parteciperà al meccanismo di allocazione della capacità di tipo *flow-based* (il nostro paese è stato assegnato alla Central Europe Region).

La stagione di riforma dei mercati energetici non è terminata. A Bruxelles vi sono numerosi tavoli tematici in cui il dibattito è ancora aperto, come per la futura co-ottimizzazione fra i mercati di bilanciamento e i mercati del giorno prima. Molto acceso anche il dibattito sugli investimenti anticipatori e nella distribuzione dei costi da "socializzare" per finanziare i progetti di interesse comune europei, come l'eolico *offshore* nel mare del Nord.

Per quanto riguarda la nuova regolamentazione del mercato al dettaglio, occorrerà chiarire il punto dell'*energy sharing* e le modalità di diritto alla non disconnessione dei clienti vulnerabili.

Dal punto di vista di *governance*, è necessario un maggiore coordinamento a livello europeo per favorire maggiormente l'integrazione dei mercati energetici e definire una chiara direzione che permetta di identificare le priorità (anche della regolazione) nel processo di decarbonizzazione. È importante che il nostro paese partecipi attivamente al dibattito.

È un momento di intenso mutamento nella regolazione dei mercati e del sistema energetico a tutti i livelli. Anche a livello Italia, la regolazione sta innovando in vari ambiti: la Riforma del dispacciamento con il TIDE dal 2025, il Decreto ministeriale "Energy Release"<sup>4</sup>, il meccanismo del MACSE che partirà a breve (la cui efficienza sembra già essere comprovata), il Testo Unico sulle Semplificazioni per le Rinnovabili e, per il mercato al dettaglio, il decreto di Semplificazione della bolletta. Allo stesso tempo, le recenti normative approvate (dl Agricoltura e la Moratoria Sardegna) segnalano una diffusa avversione al concreto sviluppo di impianti sul territorio. Particolare cautela va prestata all'evoluzione che seguirà all'approvazione del decreto "Aree idonee": in questi mesi sarà prioritario evitare una stratificazione normativa e di competenze.

---

<sup>4</sup> che regola l'anticipazione di energia alle imprese energivore ad un prezzo definito ed una restituzione a 20 anni tramite impianti rinnovabili finanziati dagli industriali