



La riforma del mercato elettrico dell'UE

8 gennaio 2025

La recente riforma del mercato elettrico dell'Unione europea, nota come **Electricity Market Design Reform**, adottata nel luglio 2024, rappresenta il quinto pacchetto energia dell'UE e mira a migliorare strutturalmente il funzionamento del mercato elettrico europeo, rappresentando un passo significativo verso un mercato elettrico europeo più resiliente, flessibile e orientato alle energie rinnovabili, che cerca al contempo di bilanciare gli interessi dei consumatori, dei fornitori e degli investitori nel settore energetico.

La riforma si compone di **tre atti principali**: il regolamento 2024/1747/UE, che modifica le norme sul mercato all'ingrosso e sull'ACER; la direttiva 2024/1711/UE, che aggiorna le regole sul mercato al dettaglio; e il regolamento 2024/1106/UE, che rivede il regolamento REMIT sulla trasparenza dei mercati energetici. Nel presente approfondimento ci si occuperà dei primi due atti; circa il regolamento di modifica del REMIT si rimanda alla seguente [sintesi](#).

Gli **obiettivi** principali della riforma sono:

- migliorare la stabilità e prevedibilità dei costi energetici;
- garantire prezzi accessibili per tutti i consumatori;
- incentivare gli investimenti nelle energie rinnovabili.

Il [regolamento 2024/1747/UE](#) introduce diverse novità significative. Tra queste, la riduzione dell'orario di chiusura dei mercati infragiornalieri a 30 minuti prima del tempo reale entro il 2026, per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili variabili. Inoltre, promuove l'uso di contratti a lungo termine come i *Power Purchase Agreements* (PPA) e i *Contracts for Difference* (CfD) a due vie per gli investimenti in nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili e nucleare.

La [direttiva 2024/1711/UE](#) si concentra sulla tutela dei consumatori e sulla gestione del rischio dei fornitori. Introduce il diritto dei consumatori a un contratto di fornitura a tempo determinato e a prezzo fisso, accanto al già esistente diritto a un contratto a prezzo dinamico. Stabilisce inoltre l'obbligo per gli Stati membri di nominare un fornitore di ultima istanza e prevede misure specifiche per proteggere i clienti vulnerabili dalle interruzioni di fornitura.

La riforma affronta anche il tema della condivisione dell'energia, introducendo il diritto per i clienti civili e le PMI di partecipare a schemi di condivisione dell'energia rinnovabile.

Evoluzione della normativa europea sul mercato interno dell'energia elettrica

Per armonizzare e liberalizzare il mercato interno dell'energia, tra il 1996 e il 2009, a livello europeo, sono stati adottati in successiva scansione temporale **tre pacchetti legislativi** di misure finalizzate alla **liberalizzazione** e alla trasparenza dei mercati energetici, alla tutela dei consumatori e a garantire livelli adeguati di approvvigionamento.

L'obiettivo è stato, in sostanza, quello di **superare i confini dei singoli mercati nazionali**, procedendo, progressivamente, alla costituzione e regolamentazione di **un mercato dell'energia** a livello europeo.

L'approccio inizialmente prescelto è stato quello della **armonizzazione** della disciplina sui **mercati energetici** degli Stati membri, e tale approccio si è appunto concretizzato nell'impiego di strumenti legislativi quali le direttive, anziché i regolamenti, questi ultimi invece impiegati in un periodo successivo, e relativamente recente, allorché il processo di integrazione del mercato elettrico europeo si è fatto più maturo e completo.

La [direttiva 96/92/UE](#) concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, costituente il **primo pacchetto legislativo**, infatti disponeva che: *"il mercato interno dell'energia elettrica deve essere instaurato progressivamente al fine di consentire all'industria di adeguarsi in modo flessibile e composto al suo nuovo contesto e per tener conto dei diversi modi nei quali le reti elettriche sono attualmente organizzate"*.

Il primo pacchetto legislativo – recepito nell'ordinamento nazionale con il d.lgs. 16 marzo 1999, n.79 – è stato sostituito nel 2003 da un **secondo pacchetto legislativo**, che ha previsto, tra l'altro, la facoltà per i consumatori – quelli industriali a partire dal 1° luglio 2004 e quelli domestici dal 1° luglio 2007 (i cd. "clienti idonei") – **di scegliere i propri fornitori di elettricità** ([direttiva 2003/54/UE](#)).

Nell'aprile 2009 è stato adottato un **terzo pacchetto legislativo** essenzialmente basato sulla nuova [direttiva 2009/72/UE](#) relativa al mercato interno dell'UE dell'energia elettrica, abrogativa della precedente [direttiva 2003/54/UE](#) e recepita nell'ordinamento nazionale con il d.lgs. 1° giugno 2011, n. 93.

La direttiva del 2009, unitamente ad altri atti legislativi, quali la [direttiva 2008/92/UE](#) sulla **trasparenza dei prezzi** al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica (anch'essa recepita nell'ordinamento interno con il d.lgs. 1° giugno 2011, n. 93), il [regolamento 2009/713/UE](#) istitutivo dell'Agenzia UE per la cooperazione tra regolatori nazionali per l'energia (**ACER**), il [regolamento 2009/714/UE](#) sugli **scambi transfrontalieri** di energia elettrica, hanno provveduto in particolare a:

- Disciplinare una **chiara separazione tra** le attività di **fornitura e di produzione di energia elettrica** da un lato e quelle di **gestione delle reti dall'altro**, attraverso tre modelli organizzativi: la completa «separazione proprietaria», il gestore di sistemi indipendente (GSI – responsabile della manutenzione delle reti, mentre gli elementi patrimoniali restano di proprietà dell'impresa integrata) e il gestore di trasmissione/trasporto indipendente (GTI – un sistema di norme dettagliate che garantiscono l'autonomia, l'indipendenza e gli investimenti necessari nell'attività di trasmissione/trasporto).
- Imporre agli Stati membri l'**obbligo** di affidare la funzione regolatoria ad una **Autorità nazionale di regolazione con le massime garanzie di indipendenza funzionale da qualsiasi altro soggetto pubblico e privato** (articolo 35 della [direttiva 2008/92/UE](#)) con lo scopo di promuovere un mercato concorrenziale in grado di assicurare la tutela alla clientela, e di occuparsi del funzionamento del mercato in modo imparziale e trasparente. Connesso a questo quadro è l'istituzione, con il [regolamento 2009/713/UE](#) dell'**ACER**, "Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia", dotata di personalità giuridica, nel rispetto dei principi di trasparenza e terzietà, avente come funzione principale quello di assistere le Autorità di regolamentazione nazionale nello svolgimento dei compiti previsti dalla normativa europea.
- Istituire la Rete europea degli operatori del sistema di trasmissione dell'energia elettrica - *European Network of Transmission System Operators for Electricity* — «ENTSO per l'energia elettrica», cd. **ENTSO-E** (articolo 5 del [regolamento 2009/714/UE](#)), imponendo ai gestori del sistema di trasmissione nazionale di cooperare mediante ENTSO-E per il completamento e il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica, come pure per gli scambi transfrontalieri, e di garantire un'evoluzione tecnica soddisfacente della rete europea di trasmissione dell'energia elettrica.
- **Rafforzare la tutela dei consumatori e** garantire la tutela di quelli **vulnerabili**. La direttiva 2009/72/UE ha, in particolare, imposto a ciascuno Stato membro:
 - di definire il concetto di **cliente vulnerabile**, facendo anche riferimento alla povertà energetica;
 - di garantire un elevato livello di protezione dei consumatori, con particolare riguardo alla **trasparenza delle condizioni generali di contratto**, alle informazioni generali ed ai meccanismi di risoluzione delle controversie;
 - di consentire ai clienti idonei di **poter effettivamente cambiare fornitore con facilità**.

La stessa direttiva ha ritenuto opportuno che ai regolatori nazionali dell'energia venissero conferite le competenze per contribuire a garantire un servizio universale e pubblico di qualità elevata in coerenza con l'apertura del mercato.

Il **28 dicembre 2011** è poi entrato in vigore il **regolamento UE n. 1227/2011** sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency – REMIT*), volto a costituire un quadro regolatorio unitario a livello europeo per **contrastare**, nei **mercati dell'energia all'ingrosso**, **comportamenti abusivi** e favorire scambi che riflettano un'**interazione equa e concorrenziale** tra domanda e offerta. Il regolamento è tutt'ora vigente ed è stato riformato nel 2024 (regolamento 2024/1106/UE cfr. *infra*).

Ai tre pacchetti energia è seguito, in sede europea, un **quarto pacchetto legislativo** – adottato nel 2019, nell'ambito degli atti legislativi del cd. "*Clean Energy Package - [Energia pulita per tutti gli europei](#)*" – che comprende:

- la [direttiva 2019/944/UE](#) che contiene le regole sul **mercato al dettaglio** dell'energia elettrica e abroga la precedente direttiva [2009/72/CE](#). La direttiva è stata recepita da d.lgs. 8 novembre 2021, n. 210;
- il [regolamento 2019/943/UE](#), che contiene, principalmente, le regole sulla gestione del **mercato all'ingrosso** dell'energia elettrica e sulla **gestione delle reti**;
- [regolamento 2019/941/UE](#) sulla **preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica** il quale abroga la previgente normativa in materia, direttiva 2005/89/CE, imponendo agli Stati membri di prevedere l'elaborazione di scenari di crisi, sia regionali sia nazionali, sulla base di metodologie definite da ENTSO-E, nonché, una volta individuati gli scenari e i rischi correlati, l'elaborazione di un **Piano di preparazione ai rischi**, al fine di gestire e fronteggiare una eventuale crisi del sistema elettrico;
- [regolamento 2019/942/UE](#) relativo all'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (**ACER**). Tale regolamento sostituisce (per rifusione) il precedente regolamento istitutivo dell'ACER (regolamento 2009/713/UE).

Tali interventi legislativi costituiscono a tutt'oggi, **con le modifiche** apportate dal cd. ***Electricity market design package***, di cui si parlerà di seguito, le norme chiave per il mercato europeo dell'energia elettrica.

Il quinto pacchetto energia: il cd. Electricity market design package

Successivamente al quarto pacchetto energia, nel **periodo post-pandemico**, si è assistito ad un incremento dei prezzi energetici, massimamente acuitosi con l'**invasione dell'Ucraina da parte della Russia**, nel febbraio 2022, e con il taglio delle sue forniture di gas all'Europa.

Ciò ha mutato notevolmente la situazione e aperto alla **necessità**, da un lato, di introdurre **misure immediate, transitorie ed efficaci** per fronteggiare la crisi e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e, dall'altro, di **rivedere** – "a regime" – **il sistema della sicurezza energetica** e della **trasparenza dei prezzi** energetici.

Per una analisi approfondita delle misure adottate in costanza della crisi, sia in sede europea che nazionale, molte delle quali ancora vigenti, si rinvia al tema dell'attività parlamentare "politiche di **[sicurezza energetica](#)**" e al tema dell'attività parlamentare "misure per **[fronteggiare i rincari energetici](#)**".

Parallelamente a tali misure, quindi, il **14 marzo 2023**, la Commissione Europea ha pubblicato una **proposta di riforma** del mercato elettrico dell'Unione finalizzata a **migliorare in modo strutturale il mercato dell'energia elettrica**.

La riforma, adottata a luglio 2024, ha fatto seguito ad un periodo di consultazione pubblica, durante la quale i diversi *stakeholders* hanno risposto e condiviso con la Commissione le proprie opinioni.

La riforma è costituita dai seguenti atti:

- il [regolamento 2024/1747/UE](#) (cd. ***Electricity Market Design Regulation***), che modifica il regolamento 2019/942/UE relativo all'ACER e il regolamento 2019/943/UE vertente principalmente sul **mercato all'ingrosso dell'energia elettrica**;
- la nuova [direttiva 2024/1711/UE](#) che modifica la [direttiva \(UE\) 2019/944](#) contenente norme sul **mercato al dettaglio** dell'energia elettrica, nonché la direttiva sulla promozione dell'impiego di energia da fonti

rinnovabili, direttiva 2018/2001/UE, cd. direttiva RED II, a sua volta riformata dalla direttiva n. 2023/2413/UE, cd. direttiva RED III;

- il [regolamento 2024/1106/UE](#), che modifica e integra il **regolamento REMIT** (per il quale v. la seguente [sintesi](#)).

La riforma del mercato elettrico si focalizza principalmente su **tre aree di intervento**:

- 1) **migliorare la stabilità e la prevedibilità del costo dell'energia** (aumentando così la competitività dell'economia dell'Unione europea);
- 2) ottenere **prezzi accessibili e competitivi** per tutti i **consumatori**, e una **protezione** dalla loro **volatilità**; per consumatori si intendono non solo i clienti **civili**, ma anche le **industrie** dell'Unione, per una solida base manifatturiera a tecnologia pulita;
- 3) **incentivare gli investimenti nelle energie rinnovabili**.

Il [regolamento 2024/1747/UE](#) è entrato in vigore il **16 luglio 2024**, la [direttiva 2024/1711/UE](#) deve essere recepita dagli Stati membri entro il **17 gennaio 2025**. Per quanto riguarda le disposizioni sulla libertà di scelta del fornitore e sul diritto alla condivisione dell'energia, l'entrata in vigore da parte degli Stati Membri è prevista entro il **17 luglio 2026**.

Principali elementi di riforma dell'Electricity Market Design Regulation

Il [regolamento 2024/1747/UE](#) (cd. **Electricity Market Design Regulation**) ha riformato il regolamento 2019/942/UE relativo all'ACER e il **regolamento 2019/943/UE** sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, sulla base di una serie di considerazioni preliminari, espresse nel preambolo del provvedimento.

L'assetto del mercato dell'energia elettrica ha rivelato una serie di **gravi carenze** legate al livello elevato e alla **volatilità** dei **prezzi dei combustibili fossili** sui mercati a breve termine. Tale volatilità ha avuto ripercussioni nelle bollette elettriche, esponendo clienti civili e imprese a forti picchi di prezzo (considerando n. 9).

L'**accelerazione della diffusione delle energie rinnovabili** e di tecnologie pulite flessibili, sostenuta dal pacchetto "[Fit for 55](#)" per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e la neutralità climatica al 2050, viene considerato il modo più efficace per **ridurre strutturalmente la domanda di combustibili fossili per la generazione elettrica**. Le FER hanno **bassi costi operativi** e possono esercitare un influsso positivo sui prezzi dell'energia elettrica. Viene quindi considerato opportuno **modificare l'assetto del mercato** relativo, per una maggiore integrazione in esso dell'energia proveniente da tali fonti, per lo più non programmabili, in modo che i relativi benefici siano traslati sui consumatori, compresi quelli più vulnerabili (considerando n. 10 e 11).

Nello specifico, il regolamento interviene sui seguenti argomenti:

I mercati infra-giornalieri, cd. mercati intraday – Tali mercati (cfr. [GME](#) e apposito [approfondimento](#) RSE) rivestono particolare importanza ai fini dell'integrazione a costo minimo delle fonti rinnovabili variabili nel sistema elettrico, in quanto offrono ai partecipanti al mercato la possibilità di negoziare il *deficit* o l'eccedenza di energia elettrica maggiormente a ridosso della consegna. I produttori di energia rinnovabile sono infatti in grado di stimare con precisione la produzione solo in prossimità della consegna. Il [regolamento 2024/1747/UE](#) considera pertanto essenziale che i produttori possano accedere a un mercato il più possibile liquido a ridosso della consegna dell'energia elettrica, così da massimizzare le opportunità commerciali. L'**orario di chiusura del mercato infra-giornaliero interzonale deve pertanto essere accorciato e avvicinato al tempo reale** così da massimizzare per i partecipanti al mercato le opportunità di negoziare il *deficit* o l'eccedenza di energia elettrica e concorrere a una migliore integrazione delle fonti di energia rinnovabili variabili nel sistema elettrico.

Specificamente, il **regolamento** dispone che i **NEMO** (*Nominated Electricity Market Operators*) (il NEMO italiano è il Gestore dei mercati energetici-**GME**) devono consentire ai partecipanti al mercato di effettuare scambi di energia quanto più possibile in tempo reale, e almeno entro l'orario di chiusura del mercato infra-giornaliero interzonale. **Dal 1° gennaio 2026 l'orario di chiusura del mercato infragiornaliero interzonale deve cadere non oltre 30 minuti prima del tempo reale**.

L'autorità di regolazione interessata (**ARERA**, per l'Italia) **può** concedere una **deroga** a quanto sopra, **fino al 1° gennaio 2029**, su richiesta del **TSO-Transmission System Operator** (il gestore del sistema di trasmissione italiano è **Terna s.p.a.**). Il TSO deve presentare ad ARERA una valutazione d'impatto che tenga conto dei riscontri ricevuti dai NEMO e dai partecipanti al mercato interessati, che dimostri l'effetto negativo di tale misura sulla sicurezza dell'approvvigionamento nel sistema elettrico nazionale, sull'efficienza in termini di costi e un piano d'azione per ridurre a 30 minuti prima del tempo reale l'orario di chiusura del mercato infra-giornaliero interzonale entro il 1° gennaio 2029. Sempre su richiesta del TSO da presentare entro il 30 giugno 2028, l'Autorità di regolazione può concedere un'**ulteriore deroga** per un **massimo di due anni e mezzo** a decorrere dalla scadenza 1° gennaio 2029. Il TSO presenta la richiesta anche all'ENTSO-E e all'ACER e la richiesta deve comprendere una nuova valutazione d'impatto, nonché un piano d'azione riveduto. L'Autorità di regolazione nazionale deve tenere conto del parere che ACER (entro sei mesi) deve rendere.

Entro il 1° dicembre 2027 la Commissione UE, previa consultazione dei NEMO, dell'ENTSO-E, dell'ACER e delle pertinenti parti interessate, presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una **relazione** sull'effetto dell'attuazione della riduzione dell'orario di chiusura del mercato interzonale che deve tenere conto dell'impatto sulla sicurezza del sistema elettrico, sull'efficienza sotto il profilo dei costi, sui benefici per l'integrazione delle energie rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

Per permettere la partecipazione effettiva delle fonti rinnovabili su piccola scala, inclusa la partecipazione diretta dei clienti, eventualmente aggregati, il regolamento prevede che i NEMO nazionali (il GME, per l'Italia) mettano alla compravendita **sui mercati del giorno prima (MGP) e infra-giornaliero (MI)** prodotti di dimensioni sufficientemente ridotte, con **offerte minime di 100 kW o inferiori** (modifiche all'articolo 8 del regolamento del 2019).

Il regolamento intende poi affrontare la problematica dei **picchi di consumo** e la **"rasatura" di tali picchi** (cd. **peak shaving**), attraverso l'applicazione di un **"prodotto del peak shaving"** che troverebbe applicazione **in situazioni di crisi dei prezzi dell'energia elettrica**. In particolare, il regolamento introduce la definizione di:

- **"ora di punta": un'ora in cui**, sulla base delle previsioni dei TSO (Terna, per l'Italia) e, se del caso, dei NEMO (il GME, per l'Italia), **si prevede**, tenendo conto degli scambi interzonali, **più elevato il consumo** lordo di energia elettrica o il consumo lordo di energia elettrica generata da fonti diverse dalle fonti rinnovabili o il prezzo all'ingrosso del giorno prima dell'energia elettrica;
- **peak shaving** o "livellamento delle punte di carico": la **capacità dei partecipanti al mercato di ridurre il consumo** di energia elettrica dalla rete nelle ore di punta su richiesta del TSO;
- **prodotto del peak shaving** o "prodotto livellatore delle punte di carico": un **prodotto basato sul mercato** per mezzo del quale i relativi partecipanti possono fornire ai TSO un **livellamento delle punte di carico**.

Poste tali definizioni, il regolamento, attraverso l'inserimento di un nuovo articolo 7-*bis* del regolamento 2019/943/UE, prevede che, **laddove sia dichiarata una crisi dei prezzi** dell'energia elettrica a livello regionale o dell'Unione (art. 66-*bis* della direttiva 2019/944), gli **Stati membri possono richiedere** ai TSO di **proporre l'acquisizione di prodotti livellatori delle punte di carico** per ridurre la domanda di energia elettrica durante le ore di punta. A loro volta, i TSO, previa consultazione delle parti interessate, presentano all'Autorità di regolazione, per l'approvazione, una proposta che definisce le condizioni di acquisizione e attivazione del prodotto.

L'Autorità valuta la funzionalità della proposta al conseguimento di una riduzione della domanda di energia elettrica, al suo impatto sul prezzo all'ingrosso nelle ore di punta e all'assenza di indebite distorsioni del funzionamento dei mercati, proponendo eventuali modifiche.

La proposta deve possedere una serie di specifici requisiti, tra i quali, l'acquisizione del prodotto mediante una **procedura di gara competitiva** basata sul costo più basso che permette di soddisfare i criteri tecnici e ambientali predefiniti e consente la partecipazione effettiva dei consumatori, anche mediante aggregazione tra loro; l'**offerta minima non deve essere superiore a 100 kW**, anche attraverso l'aggregazione.

I contratti relativi a un prodotto non possono essere conclusi più di una settimana prima della sua attivazione e il prodotto è attivato prima o entro l'orizzonte temporale del **mercato del giorno prima (MGP)** e tale attivazione può essere effettuata sulla base di un prezzo dell'energia elettrica predefinito.

L'**ACER**, entro il **30 giugno 2025**, previa consultazione delle parti interessate, valuta l'impatto dello sviluppo di prodotti livellatori delle punte di carico e sulla base di tale valutazione, la Commissione europea può presentare una proposta legislativa di modifica del regolamento 2019/943/UE per introdurre prodotti livellatori delle punte di carico al di fuori delle situazioni di crisi dei prezzi.

Al riguardo, per l'osservabilità e la regolazione della gestione della domanda e dei servizi di flessibilità, compreso gli impianti di stoccaggio di energia, il regolamento prevede, fatto salvo l'obbligo di introduzione dei contatori intelligenti di cui all'articolo 19 della 2018/944/UE, che i TSO, gestori dei sistemi di distribuzione-DSO e i partecipanti al mercato interessati, compresi gli aggregatori indipendenti, possono utilizzare, previo consenso del cliente finale, i dati provenienti da appositi dispositivi di misurazione (nuovo articolo 7-ter nel regolamento 2019/943/UE).

Mercati a termine efficaci ed efficienti – Il regolamento precisa, con una modifica all'articolo 9 del regolamento 2019/943/UE, che l'assetto dei mercati a termine dell'UE deve comprendere gli strumenti necessari per migliorare la capacità dei partecipanti al mercato di coprire i rischi di fluttuazione dei prezzi. Entro il **17 gennaio 2026** la Commissione europea, previa consultazione delle parti interessate, deve procedere ad una valutazione dell'impatto di possibili misure per migliorare il funzionamento dei mercati a termine dell'energia elettrica dell'Unione. La valutazione deve riguardare, tra l'altro, la frequenza di allocazione, la scadenza e la natura dei diritti di trasmissione a lungo termine, le modalità per rafforzare il mercato secondario e l'eventuale introduzione di **hub virtuali regionali**, definiti come **una regione non fisica che copre più di una zona di offerta per la quale è fissato un prezzo di riferimento** sulla base di una metodologia. Nelle considerazioni del legislatore europeo, gli *hub* virtuali regionali hanno la finalità di rispecchiare il **prezzo aggregato** di più zone di offerta e fornire un **prezzo di riferimento** che i gestori del mercato dovrebbero usare per offrire prodotti di copertura **a termine** (*forward*). Fornendo un indice dei prezzi di riferimento, gli *hub* virtuali regionali consentirebbero la messa in comune di liquidità e offrirebbero ai partecipanti al mercato possibilità di copertura supplementari.

Le **tariffe di rete** dovrebbero incentivare i TSO (gestori dei sistemi di trasmissione) e i GSO (gestori dei sistemi di distribuzione) a usare i servizi di flessibilità. A tal fine, con una integrazione dell'articolo 18 del regolamento 2019/943/UE, si prevede che le tariffe tengano conto delle spese operative e delle spese in conto capitale del gestore del sistema, in modo da permettergli di gestire il sistema elettrico in modo efficiente sotto il profilo dei costi. L'**obbligo della rappresentatività dei costi** non deve però limitare la possibilità di ridistribuire gli stessi in modo efficiente, qualora si applichino corrispettivi di rete che variano in funzione del luogo o del tempo;

Power purchase agreements (PPA) – Nel mercato all'ingrosso del **giorno prima (MGP)**, il mercato principale dell'energia elettrica, cfr. [GME](#) e apposito [approfondimento](#) RSE), il dispacciamento degli impianti di generazione elettrica che presentano costi marginali inferiori è effettuato per primo, ma il **prezzo** ricevuto da tutti i partecipanti al mercato è **fissato dall'ultima centrale elettrica necessaria a coprire la domanda, vale a dire quella con i costi marginali più elevati**, quando i mercati raggiungono l'equilibrio. In tale contesto, la crisi energetica ha dimostrato che **un'impennata** del prezzo del **gas** e del carbon fossile **può portare ad aumenti eccezionali** e duraturi dei prezzi sul mercato all'ingrosso del giorno prima. Gli impianti di generazione, a gas e da carbone, sono quelli con i costi marginali più elevati di cui vi è necessità per soddisfare la domanda di energia elettrica.

Il regolamento, quindi, impone agli Stati membri di **promuovere** il ricorso agli accordi di compravendita di energia elettrica, cd. **power purchase agreement (PPA)**, accordi bilaterali di compravendita conclusi **tra produttori e acquirenti** di energia elettrica su **base volontaria e basati sulle condizioni dei prezzi di mercato senza interventi normativi** nella fissazione dei prezzi. Si tratta di contratti che garantiscono al cliente la stabilità dei prezzi a lungo termine e al produttore la certezza di cui ha bisogno per assumere la decisione di investimento. Gli Stati membri devono provvedere affinché i clienti che fanno ricorso a tali forme contrattuali possano contare su **regimi di garanzia statali a prezzi di mercato**, garanzie private o strumenti di aggregazione della domanda, atti a **ridurre i rischi finanziari associati all'inadempimento dell'acquirente** rispetto ai suoi obblighi di pagamento a lungo termine sottoscritti.

Fermo che, in circostanze normali, si dovrebbe evitare qualsiasi discriminazione tra consumatori, gli Stati membri possono decidere di orientare tali strumenti verso categorie specifiche di essi, in base a criteri oggettivi e non discriminatori. In tale contesto devono assicurare un coordinamento adeguato, anche

mediante gli strumenti messi a disposizione a livello di Unione, ad esempio dalla Banca europea per gli investimenti (BEI) (nuovo articolo 19-*bis* inserito nel regolamento 2019/943/UE).

Gli Stati membri devono **astenersi** da qualsiasi **sostegno agli accordi di compravendita di elettricità generata da combustibili fossili**.

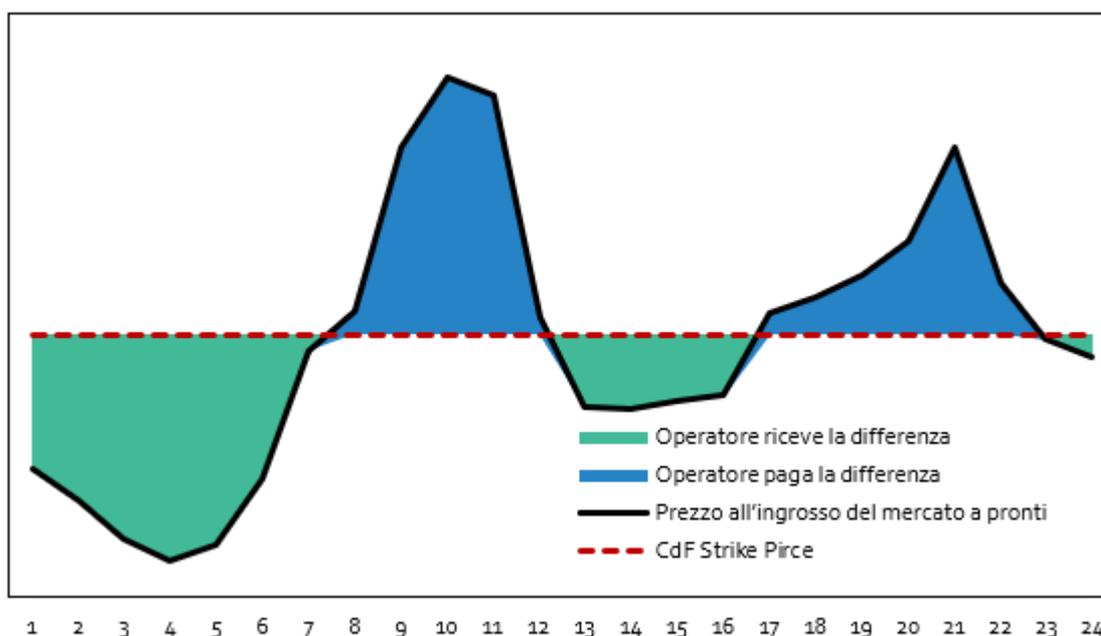
Gli accordi di compravendita di energia elettrica devono specificare la zona di offerta in cui avviene la consegna, la responsabilità di garantire i diritti di trasmissione interzonali in caso di modifica della zona di offerta e i termini e le condizioni ai quali i clienti e i produttori possono recedere dagli stessi, quali le commissioni di uscita e i tempi di preavviso, nel rispetto del diritto della concorrenza dell'Unione.

Entro il 31 gennaio 2026 e poi ogni due anni, la Commissione europea valuta l'eventuale persistenza di ostacoli e la trasparenza dei mercati dei PPA di energia elettrica (nuovo articolo 19-*bis*). L'ACER, a sua volta, pubblica una valutazione annuale sul mercato dei PPA di energia elettrica dell'Unione e degli Stati membri nell'ambito della sua relazione annuale (nuovo articolo 19-*ter*).

L'obbligo per gli SM di agevolare il ricorso ai PPA (con la descrizione nei propri PNIEC (piani nazionali integrati per l'energia e clima) delle misure tese ad implementarli è contenuto anche nella **direttiva** sulla promozione dell'uso di energia da **fonti rinnovabili** 2018/2001/UE e ss. mod e int. Il regolamento sul *market design* elettrico, da un lato, fa salva la Disciplina sulle fonti rinnovabili, dall'altro, in una qualche misura, la integra, con la previsione che i regimi di sostegno alle FER elettriche devono consentire progetti che riservano una parte dell'energia elettrica alla vendita attraverso un PPA da fonti rinnovabili o altri accordi basati sul mercato, a condizione che la partecipazione a tali accordi non incida negativamente sulla concorrenza, in particolare quando le due parti dell'accordo sono controllate dalla stessa entità. Inoltre, il regolamento demanda alla Commissione di valutare se misure unionali, integrative di quelle già adottate a livello nazionale, possano contribuire al conseguimento di un ulteriore 2,5% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'UE (rispetto all'obiettivo vincolante al 2030 del 42,5%). In tale contesto, la Commissione dovrebbe analizzare la possibilità di utilizzare il meccanismo unionale di finanziamento per l'energia rinnovabile per organizzare a livello UE (nuovo articolo 19-*quater*).

Contratti per differenza a due vie (CFD) o contratti bidirezionali per differenza sono contratti tra il gestore di un impianto di produzione di energia elettrica e una controparte, in genere un soggetto pubblico, che **offre sia** la protezione della **remunerazione minima** **sia** un **limite all'eccesso di remunerazione** (nuovo punto 76) inserito nel regolamento 2019/943).

Il contratto conferisce al gestore il diritto a un pagamento pari alla **differenza tra un prezzo di esercizio (*strike price*)** fisso e un **prezzo di riferimento** e il prezzo di mercato, per unità di produzione.



Fonte: RSE_ La riforma europea del *market design* elettrico, ottobre 2024

I CfD a due vie sono assegnati tramite **aste competitive al ribasso**. Ai vincitori spetta una remunerazione predefinita, il cd. *strike price* (linea rossa). Nel caso in cui il **prezzo di mercato sia inferiore**

allo **strike price** (area verde), l'impianto riceverà un'integrazione pari alla **differenza** tra i due. Se **superiore** (area blu), l'impianto deve invece **restituire la differenza**.

Il regolamento dispone che i **regimi di sostegno** diretto dei prezzi per gli **investimenti in nuovi impianti di generazione di energia elettrica** da fonte **eolica, solare, geotermica, idroelettrica senza serbatoio, nucleare**, devono assumere la forma di **contratti bidirezionali per differenza** o di regimi equivalenti con gli stessi effetti. Questo obbligo si applica ai contratti nell'ambito di regimi di sostegno per gli investimenti in nuova generazione conclusi **dal 17 luglio 2027**, o, nel caso degli **impianti offshore** di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili connessi a progetti ibridi **offshore collegati a due o più zone di offerta**, a decorrere **dal 17 luglio 2029**. La partecipazione è su base volontaria.

Gli **eventuali introiti** per lo Stato, o l'equivalente in valore finanziario, derivanti dai regimi di sostegno dei contratti bidirezionali per differenza **devono essere distribuiti ai clienti finali**. Ciò fatto salvo, **possono essere utilizzati anche per finanziare regimi di sostegno** diretto dei prezzi o degli **investimenti volti a ridurre i costi dell'energia elettrica per i clienti finali**, in particolare, i clienti vulnerabili e i clienti in condizioni di povertà energetica (considerando n. 43 del regolamento). La distribuzione degli introiti ai clienti finali è concepita in modo da mantenere gli incentivi a ridurre il consumo o a spostarlo verso periodi in cui i prezzi dell'energia elettrica sono bassi e da non compromettere la concorrenza tra i fornitori di energia elettrica.

Gli **Stati membri** possono **escludere** l'impiego di **contratti bidirezionali per differenza** o di regimi equivalenti per il sostegno alle tecnologie emergenti e agli **impianti di energia rinnovabile di piccola taglia e ai progetti dimostrativi** ai sensi della direttiva FER (nuovo articolo 19-*quinquies* inserito nel regolamento 2019/943/UE).

PPA e contratti bidirezionali per differenza agiscono quindi in **complementarità** nel **promuovere la transizione energetica delle imprese** e nel **permettere ai consumatori** di godere dei **vantaggi** insiti nelle energie rinnovabili e nell'energia a basse emissioni di carbonio **grazie a contratti a lungo termine**, come gli accordi di compravendita di energia elettrica, si può contare su **prezzi più stabili** in quanto il produttore di energia si impegna a venderla direttamente ai consumatori di energia a un determinato prezzo e con investimenti in nuovi impianti di generazione di energia sostenuti da **contratti bidirezionali per differenza**, i **produttori** si vedranno garantito un **rendimento minimo** e si eviteranno costi pubblici eccessivi nel caso di un'altra crisi.

Sulla base della **relazione sulle esigenze di flessibilità** nazionale adottata da ciascuno Stato membro (ai sensi del nuovo articolo 19-*sexies* inserito nel regolamento 2019/943), gli Stati membri dovrebbero definire un **obiettivo indicativo per la flessibilità non fossile**, compresi i rispettivi contributi specifici della gestione della domanda (*demand side response*^[1]) e dello stoccaggio di energia a detto obiettivo. La relazione di flessibilità deve essere adottata, entro un anno dall'approvazione da parte dell'ACER di apposita metodologia, e successivamente, ogni due anni, dall'Autorità di regolazione o un'altra Autorità o entità designata da uno Stato membro. La relazione ha un orizzonte di 5-10 anni. A seguito della valutazione effettuata a norma dell'articolo 9 del regolamento sulla *governance* dell'energia, Reg. 2018/1999/UE, la Commissione europea, dopo aver ricevuto l'obiettivo indicativo nazionale definito e comunicato dagli Stati membri, trasmette al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione di valutazione delle relazioni nazionali (ai sensi del nuovo articolo 19-*septies* inserito nel regolamento 2019/943). Qualora gli investimenti nella flessibilità non fossile siano insufficienti a conseguire l'obiettivo nazionale indicativo (o, in caso, gli obiettivi nazionali indicativi provvisori definiti sino all'adozione della relazione), gli Stati membri possono applicare **regimi di sostegno** alla flessibilità non fossile sotto forma di **pagamenti per la capacità resa disponibile**. I fornitori di capacità devono essere selezionati tramite una procedura aperta, trasparente, competitiva, volontaria, non discriminatoria ed efficace sotto il profilo dei costi (nuovo articolo 19-*octies* e nuovo articolo 19-*nonies*). Gli Stati membri valutano la possibilità di apportare i necessari adeguamenti ai meccanismi di capacità per promuovere la partecipazione di componenti quali la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia. La possibilità che hanno gli Stati membri di applicare misure di sostegno alla flessibilità non fossile non impedisce loro di perseguire gli obiettivi nazionali indicativi con altri mezzi (nuovo articolo 19-*octies*). I meccanismi di capacità sono approvati dalla Commissione per un periodo non superiore a dieci anni (nuovo paragrafo 8 nell'articolo 21 del regolamento 2019/943).

[1] Consiste in un programma di flessibilità energetica che incentiva gli utenti di energia elettrica a modificare il proprio consumo di elettricità in risposta a una indicazione proveniente dal proprio fornitore della stessa. Il DSR è

sostanzialmente uno strumento inteso a moderare la domanda di energia e rientrante nell'ambito più ampio del cosiddetto Demand Side Management (DSM).

Principali elementi di riforma della direttiva 2024/1711/UE

La [direttiva 2024/1711/UE](#) apporta una serie di modifiche e integrazioni alla precedente direttiva 2024/944/UE sul mercato al dettaglio per l'energia elettrica. Essa deve essere recepita dagli Stati membri entro il **17 gennaio 2025**. Per quanto riguarda le disposizioni sulla libertà di scelta del fornitore (nuovo art. 4 nella direttiva 2024/944/UE) e sul diritto alla condivisione dell'energia (nuovo art. 15-bis nella direttiva 2024/944/UE), l'entrata in vigore da parte degli Stati Membri è prevista entro il **17 luglio 2026**.

Connessione alla rete

La direttiva cerca di affrontare la problematica dei **ritardi di connessione alla rete** per gli **impianti di generazione e di domanda nuovi**. Tali ritardi sono ascritti all'indisponibilità di capacità di rete nel luogo scelto dall'investitore, con conseguente necessità di ampliarla o potenziarla.

La direttiva (intervenendo sull'articolo 31 della direttiva del 2019), **impone ai gestori dei sistemi elettrici**, sia di trasmissione sia di distribuzione di:

- **Pubblicare** e tenere aggiornate le **informazioni** sulla **capacità disponibile** per le nuove connessioni nelle zone in cui operano. Possono essere esentate le imprese elettriche che riforniscono meno di 100 000 clienti allacciati o che riforniscono piccoli sistemi isolati. Tali imprese devono comunque essere incoraggiati a fornire le informazioni.
- **Informare, entro tre mesi** dalla presentazione della richiesta di connessione, del suo **stato di avanzamento**. La richiesta di connessione deve poter essere presentata in formato esclusivamente **digitale**.
- **Pubblicare i criteri** utilizzati per determinare le capacità di rete disponibili e le aspettative riguardo ai pertinenti sviluppi futuri della rete.

Nelle **zone** con **capacità di rete** per nuove connessioni elettriche **limitata o nulla**, gli utenti che richiedono la connessione possono concludere un **accordo di connessione** non continua, **flessibile**.

L'accordo (la cui disciplina è inserita nella direttiva 2019/944, con un nuovo articolo 6-bis) consente, tra l'altro, di limitare i tempi in cui una centrale di generazione può immettere energia elettrica nella rete.

L'**Autorità di regolazione**, o un'altra Autorità delegata dallo Stato membro, deve elaborare un **quadro** che consenta ai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione di istituire connessioni flessibili. Il quadro deve garantire che le connessioni flessibili non ritardino i rafforzamenti della rete nelle zone individuate e che gli accordi di connessione flessibili diventino continui non appena le reti siano pronte.

Le **connessioni flessibili**, in sostanza, **devono essere** rese possibili come **soluzione permanente solo** per le **zone** in cui il **rafforzamento della rete non** è la **soluzione più efficiente**. Il quadro deve inoltre garantire gli oneri di rete applicabili alla capacità di immissione e di prelievo continua e alla capacità di immissione e di prelievo flessibile.

Tutela dei consumatori dalle fluttuazioni dei prezzi

La direttiva si prefigge di **migliorare i diritti dei consumatori**, dissociando le bollette dell'energia elettrica dalle fluttuazioni dei prezzi a breve termine sui mercati dell'energia e riequilibrando la ripartizione del rischio tra fornitori e consumatori.

Diritto a un contratto di fornitura a tempo determinato e a prezzo fisso

In primo luogo, i consumatori devono essere messi in condizioni di avere **accesso a una vasta gamma di offerte** così da poter scegliere il contratto che corrisponde alle loro esigenze. Per tale motivo, la direttiva (modificando l'articolo 2 e 11 della direttiva del 2019), accanto al diritto a un contratto di fornitura di energia

elettrica con prezzo dinamico, introduce il **diritto a un contratto di fornitura a tempo determinato e a prezzo fisso**, che i fornitori non possono modificare, né risolvere unilateralmente prima della scadenza.

Esso viene definito come un contratto di fornitura di energia elettrica tra un fornitore e un cliente finale che garantisce **condizioni contrattuali invariate**, per l'intera durata dello stesso, **ma può includere**, per un prezzo fisso, **un elemento di flessibilità** (es. variazioni di prezzo **tra ore di punta e ore non di punta**). In tale contratto, le variazioni nella bolletta possono quindi essere riconducibili soltanto agli elementi che non sono determinati dai fornitori, quali imposte e prelievi.

Gli Stati membri devono provvedere affinché i **clienti finali** dotati di un **contatore intelligente** possano concludere, su richiesta, un **contratto con prezzo dinamico** dell'energia elettrica e **tutti i clienti finali** possano concludere, su richiesta, un **contratto** di fornitura di energia elettrica **a tempo determinato e a prezzo fisso**, della durata di **almeno un anno**, con almeno un fornitore e con qualsiasi fornitore che abbia più di 200.000 clienti finali.

Possono essere esentati dall'obbligo di offrire contratti di fornitura di energia a tempo determinato, a prezzo fisso i fornitori che offrono solo contratti a prezzo dinamico, a condizione che tale esenzione non abbia un impatto negativo sulla concorrenza e che sia conservata una scelta sufficiente di contratti di fornitura di energia a tempo determinato e a prezzo fisso.

Gli Stati membri devono poi assicurare che i **clienti finali siano pienamente informati** dai fornitori circa le opportunità, i costi e i rischi derivanti dai rispettivi tipi di contratti di fornitura dell'energia elettrica e che i fornitori siano tenuti a fornire di conseguenza informazioni ai clienti finali, anche con riferimento alla necessità di far installare un contatore di energia elettrica adeguato. Le **autorità di regolazione** devono:

- a) **monitorare** gli sviluppi del mercato, valutare i rischi che i nuovi prodotti e servizi possono comportare e affrontare le pratiche abusive;
- b) **adottare le misure appropriate** qualora siano riscontrati oneri di risoluzione non legittimi.

Gestione del rischio del fornitore e fornitore di ultima istanza

Le **Autorità di regolazione nazionali**, o un'Autorità competente indipendente alternativa designata **devono provvedere** affinché i **fornitori**:

a) Introducano e **attuino** opportune **strategie** per **limitare il rischio** che variazioni nella fornitura all'ingrosso di energia elettrica potrebbero comportare per la **sostenibilità economica dei contratti** da loro **conclusi con i clienti**. Tali strategie possono consistere, ad esempio, in accordi di compravendita di energia elettrica o altri strumenti, quali contratti a termine. In caso di mercati sufficientemente sviluppati, gli Stati membri possono esigere che una quota dell'esposizione dei fornitori al rischio di variazione dei prezzi all'ingrosso sia coperta mediante accordi di compravendita di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili.

b) Intraprendano tutte le azioni ragionevoli per limitare il **rischio di interruzione della fornitura** (nuovo articolo 18-*bis*, inserito nella direttiva 944/2019/UE).

La direttiva introduce l'**obbligo, anziché la facoltà, di prevedere un fornitore di ultima istanza**, per garantire la continuità dell'approvvigionamento almeno per i clienti civili. I fornitori di ultima istanza devono essere nominati mediante una procedura equa, trasparente e non discriminatoria. I clienti finali trasferiti a tali fornitori devono continuare a godere di tutti i loro diritti di cliente e devono prontamente essere informati dei termini e delle condizioni che gli vengono applicate, per il periodo necessario a trovare un nuovo fornitore e per almeno sei mesi.

A un fornitore di ultima istanza può essere imposto di fornire energia elettrica ai clienti civili e alle PMI che non ricevono offerte basate sul mercato. In tali casi, si applicano comunque condizioni di mercato (nuovo articolo 27-*bis*, inserito nella direttiva 944/2019/UE).

Protezione dalle interruzioni della fornitura

I **clienti vulnerabili** e i clienti in condizioni di **povertà energetica** devono essere **pienamente protetti** dalle interruzioni della fornitura di energia elettrica attraverso l'adozione, a livello nazionale, di misure adeguate, compreso il **divieto di interruzione** della fornitura o altre azioni equivalenti.

Le misure che a livello nazionale possono essere adottate per garantire tali soggetti possono essere, oltre l'**accesso a finanziamenti**, buoni **o sovvenzioni** per il pagamento delle bollette, anche la **promozione**:

- a) di **codici volontari** per fornitori e clienti sulla prevenzione e la gestione dei casi di morosità;

b) dell'**educazione e della consapevolezza** dei clienti in merito ai loro diritti riguardo alla gestione dell'indebitamento;

c) della **comunicazione** della **lettura** dei **contatori ogni tre mesi** o, se del caso, per periodi di fatturazione più brevi, qualora sia stato attivato un sistema di autolettura periodica.

Ai fornitori deve vietato di risolvere i contratti e interrompere la fornitura sulla base del fatto che i clienti hanno presentato un reclamo o hanno fatto ricorso ad un meccanismo di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Dunque, il reclamo o il ricorso non pregiudica i diritti e gli obblighi contrattuali delle parti.

Accesso all'energia a prezzi accessibili durante una crisi dei prezzi dell'energia elettrica

Si inserisce una specifica disciplina volta a tutelare – durante una **crisi** dei **prezzi** dell'energia – la **fornitura dell'energia elettrica** ai clienti civili e alle micro, piccole e medie imprese.

La crisi dei prezzi dell'energia elettrica – a livello regionale o dell'Unione nel suo complesso – deve essere dichiarata dal Consiglio dell'UE, con propria decisione di esecuzione, su proposta della Commissione europea. La crisi può essere dichiarata se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

a) l'esistenza di prezzi medi molto elevati sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, pari ad almeno due volte e mezzo il prezzo medio nei cinque anni precedenti, nonché pari ad almeno 180 EUR/MWh, e destinati, secondo le previsioni, a perdurare per almeno sei mesi;

b) forti rincari dei prezzi al dettaglio dell'energia elettrica intorno al 70% e destinati, secondo le previsioni, a perdurare per almeno tre mesi.

Il periodo di validità della crisi può durare **fino a un anno, prorogabile** per periodi consecutivi pari al **massimo a un anno**.

Gli Stati membri possono, per il periodo di validità dichiarata della crisi:

- Attuare **interventi pubblici mirati temporanei di fissazione dei prezzi per la fornitura dell'energia elettrica alle piccole e medie imprese**. Gli interventi devono soggiacere ad una serie di condizioni:
 - essere limitati al 70% massimo del consumo del beneficiario nello stesso periodo dell'anno precedente;
 - essere conformi alle prescrizioni previste in materia di prezzi amministrati dalla direttiva 2019/944/UE (articolo 5, par. 4 e 7);
 - essere progettati in modo da ridurre al minimo l'eventuale frammentazione negativa del mercato interno.
- **Stabilire in via eccezionale e temporanea un prezzo sottocosto per la fornitura** di energia elettrica ai clienti civili e microimprese, purché applicato, al massimo, all'80 % del consumo mediano delle famiglie e purché non sia fatta alcuna discriminazione tra fornitori, i fornitori ricevano una compensazione per le forniture sottocosto in modo trasparente e non discriminatorio, tutti i fornitori abbiano il diritto di presentare offerte sulla stessa base e le misure proposte non creino distorsioni del mercato interno dell'energia elettrica.

Diritto alla condivisione dell'energia

La direttiva contiene disposizioni sulla **condivisione dell'energia**, che integrano quanto già previsto relativamente all'autoconsumo dalla direttiva sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, cd. RED II (articolo 21 e ss. della direttiva 2018/2001/UE e ss. mod. e int.) e, in particolare, dall'articolo 15 della direttiva 2019/944/UE, relativo ai cd. "clienti attivi" e autoconsumo collettivo. Il nuovo articolo 15-*bis*, ivi introdotto, prevede che gli Stati membri devono provvedere affinché:

- **tutti clienti civili** e le piccole e medie imprese (**PMI**), **tutti gli enti pubblici e**, qualora deciso in tal senso, **altre categorie** di clienti finali, abbiano il **diritto** di partecipare **alla condivisione** in qualità di **clienti attivi**, in modo non discriminatorio, all'interno della stessa zona di offerta o di un'area geografica più limitata;

- i clienti attivi abbiano il diritto di **condividere** tra loro l'**energia rinnovabile** sulla base di accordi privati o tramite un soggetto giuridico, **senza** che ciò costituisca l'**attività commerciale o professionale principale**.

Ai sensi della direttiva 2019/944/UE è **cliente finale** il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio. È **cliente civile**, il cliente che acquista energia elettrica per il proprio consumo domestico, escluse le attività commerciali o professionali. È **cliente non civile** la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica non destinata al proprio uso domestico, inclusi i produttori, i clienti industriali, le piccole e medie imprese, gli esercenti e i clienti grossisti. È **cliente attivo** un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati **che consuma o conserva** l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o autoprodotta o condivisa in altri locali, **oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa** a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, **purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale**.

I clienti attivi possono **nominare un terzo** quale **organizzatore** della condivisione dell'energia.

Gli accordi di condivisione dell'energia si configurano, quindi, come **accordi contrattuali privati** tra clienti attivi o organizzati tramite un soggetto giuridico. Il soggetto giuridico che soddisfa i criteri di una **comunità di energia rinnovabile** (CER) secondo la direttiva RED II, o di una **comunità energetica dei cittadini** della stessa direttiva 2019/944/UE può condividere con i propri membri l'energia elettrica generata dagli impianti di cui ha la piena proprietà (considerando 23).

Nel caso di **clienti** di dimensioni **maggiori rispetto alle PMI**, la **capacità installata massima** dell'impianto di generazione associato al meccanismo di condivisione dell'energia deve essere di **6 MW** e la condivisione dell'energia deve avvenire all'interno di un'**area geografica limitata o locale**, definita dagli Stati membri.

I clienti attivi che partecipano alla condivisione dell'energia hanno una serie di diritti, *in primis* quelli dei consumatori in quanto clienti finali. Essi hanno anche il diritto a che l'energia elettrica condivisa, immessa nella rete, sia dedotta dal consumo totale misurato entro un intervallo di tempo non superiore al periodo di regolazione degli sbilanciamenti e fatti salvi le imposte e i prelievi non discriminatori e gli oneri di rete commisurati ai costi applicabili. Inoltre, **non sono tenuti a rispettare gli obblighi che incombono ai fornitori**, se l'energia rinnovabile è condivisa tra clienti civili con una capacità installata fino a 10,8 kW, per le singole abitazioni, e fino a 50 kW, per i condomini. Gli Stati membri possono adeguare tali soglie fino a 30 kW per le abitazioni singole e fino a 100 kW per i condomini. Mentre, per condomini più piccoli, la soglia può essere ridotta a 40 kW.

Anche i clienti vulnerabili e i clienti in condizioni di povertà energetica devono poter accedere ai meccanismi di condivisione dell'energia, anche attraverso un sostegno finanziario o quote di allocazione della produzione. I **progetti di condivisione dell'energia di proprietà delle autorità pubbliche devono**, in particolare, **rendere l'energia elettrica condivisa accessibile ai clienti o cittadini vulnerabili** e ai clienti o cittadini **in condizioni di povertà energetica** (in media almeno il 10 % dell'energia condivisa destinata ad essi).

Gli Stati membri possono poi incoraggiare l'introduzione di **mini sistemi solari plug-in** con una capacità massima di **800 W integrati all'interno e all'esterno degli edifici**, le cui tariffe di rete potrebbero essere molto basse o addirittura nulle, pur rispecchiando i costi ed essendo trasparenti e non discriminatorie.