POSITION PAPER

per un Italian Electricity Market Design e per il riconoscimento dell'energia condivisa naturalmente sotto la stessa cabina secondaria come "bene di autoconsumo collettivo"

Prof. Leonardo Setti
Università di Bologna
Centro per le Comunità Solari Locali

Avv. Irene Vaglia
Avvocato cassazionista
del Foro di Taranto

PROMOTORI
Associazione Centro per le Comunità Solari Locali
Rete Emergenza Climatica e Ambientale Emilia-Romagna (RECA ER)



PREMESSA

1. Il testo che segue, costruito dal Centro per le Comunità Solari e pienamente condiviso da RECA (Rete Emergenza Climatica e Ambientale Emilia-Romagna), è ben più che un documento "tecnico" relativo alla riforma del "mercato" elettrico.

In realtà, trattasi di un testo che sta pienamente dentro un modello di produzione e consumo energetico che rappresenti **un'evoluzione rispetto a quello che oggi si sta affermando**. Infatti, al di là del persistente negazionismo sul cambiamento climatico, si sta dando gambe ad un'idea di transizione energetica basata sul ricorso alle fonti rinnovabili (e anche al nucleare), che, però, viene sviluppata con il ricorso pressoché esclusivo a grandi impianti, con la preservazione del ruolo delle grandi aziende fornitrici. Un modello fortemente centralizzato, guidato sostanzialmente dal mercato, **che garantisce profitti ai soggetti industriali.**

Spingere, invece, verso l'autoproduzione e l'autoconsumo collettivo, in primis sotto le cabine secondarie, riconoscendo che in quel contesto esiste già una realtà di **comunità energetiche di fatto**, significa fare un passo in avanti decisivo nel riconoscere l'energia condivisa localmente come bene comune attraverso le forme di autoconsumo collettivo che la rete già oggi realizza fisicamente e costruire un'idea di transizione basata su un modello distribuito e diffuso, cioè, in buona sostanza, democratico.

Per quanto riguarda la produzione energetica sopra la scala locale, che implica impianti più ampi e centralizzati, si deve guardare alla **pianificazione partecipata** come leva fondamentale per favorire il ricorso alle energie rinnovabili. Pianificazione partecipata che coniuga intervento pubblico e coinvolgimento delle comunità locali.

2. **L'ipotesi che avanziamo** non solo è assolutamente realizzabile, ma **è anche quella più realistica**, se si vuole sul serio realizzare una transizione energetica verso le rinnovabili veloce e condivisa.

Infatti, il modello ancora fortemente centralizzato, favorito dall'attuale legislazione nazionale, non solo ripropone un approccio socialmente inaccettabile, ma è destinata a generare conflitti e opposizioni da parte delle comunità locali.

Ovviamente, perché l'opzione che avanziamo possa concretamente procedere, necessita, oltre che della **mobilitazione sociale e politica,** di almeno altri due elementi. Il primo consiste nella sua **adozione e pratica all'interno delle scelte politiche e istituzionali, a livello nazionale e regionale**; in questo senso si muove la nostra proposta affinché quanto avanzato nel documento in termini di riforma del "mercato" elettrico possa diventare legislazione nazionale, magari promossa dalla Regione Emilia-Romagna con un'apposita iniziativa.

Nella stessa direzione si muove la **proposta di legge di iniziativa popolare in tema di energia, messa in campo da RECA e Legambiente Emilia-Romagna** sin dal 2022 e sottoscritta da più di 7000 cittadini, ora in procinto di essere discussa dall'Assemblea legislativa regionale. Lì, non a caso, ragioniamo sul fatto che si adottino strumenti di pianificazione cogenti a livello comunale e territoriale, con l'obiettivo che si possa raggiungere la copertura dei consumi finali energetici del territorio per il 50/70%, promuovendo, in primo luogo, l'autoproduzione e l'autoconsumo collettivo. Affiancando a ciò, attraverso il metodo della pianificazione partecipata per gli impianti a scala più larga, pur necessari per l'equilibrio del sistema, l'intento di arrivare nella Regione a coprire interamente i consumi finali energetici con energie rinnovabili al 2035 o, perlomeno, ad avvicinarsi. Pur non essendo questo oggetto della campagna "Energia Bene Comune", si ritiene inoltre preferibile che questi impianti a scala più ampia siano gestiti da Enti pubblici nazionali o regionali, quando non autogestiti dalle comunità locali.

L'evoluzione del quadro europeo rende oggi questa proposta ancora più attuale, poiché la pianificazione energetica territoriale rappresenta uno degli strumenti attraverso cui preparare il sistema elettrico regionale alla progressiva diffusione dell'autoconsumo collettivo e della condivisione dell'energia.

Il secondo è costituito dalla **consapevolezza che**, come sosteneva Alex Langer, **la transizione ecologica potrà attuarsi pienamente quando diventerà socialmente desiderabile**. Qui ci viene in soccorso e diventa realmente prezioso il testo presentato, nel momento in cui si prospetta la possibilità concreta che, puntando all'autoproduzione e all'autoconsumo collettivo, le tariffe per i cittadini possono ridursi almeno in una misura vicina al 30%.

Ciò avverrebbe attraverso lo **scorporo dell'energia condivisa dalla bolletta (Direttiva Mercato) e l'eliminazione dei costi di intermediazione, con l'eliminazione degli oneri di sistema** che non interessano direttamente l'energia condivisa, spostandoli sull'energia non scambiata, ed eventualmente con l'eliminazione dell'IVA, compensando le relative minori entrate dello Stato attraverso l'annullamento dei Sussidi Ambientalmente Dannosi alle fonti fossili.

3. Insomma, il documento proposto indica una pista di lavoro, impegnativa, ma assolutamente percorribile, nella quale si può realizzare un terreno importante di **convergenza tra cittadini e loro rappresentanze, istituzioni e anche imprese** interessate ad un'idea di modello produttivo, socialmente responsabile e capace di guardare al futuro. Un'idea, appunto, di transizione energetica ed ecologica giusta, condivisa per le sue finalità sociali e anche desiderabile per la cittadinanza.
L'energia prodotta in bassa tensione da circa 2 milioni di piccoli impianti rinnovabili, pari a circa 30 TWh/anno (circa il 10% dell'intera energia elettrica consumata sulla rete nazionale), non può essere integralmente ricondotta alla logica della commodity di mercato, in quanto viene condivisa localmente e naturalmente per effetto della struttura fisica della rete elettrica.

Executive Summary Strategia per una Riforma del Mercato Elettrico

Ogni giorno, sotto ciascuna delle circa 450.000 cabine secondarie presenti in Italia l'energia immessa dagli impianti fotovoltaici collegati in bassa tensione viene inevitabilmente condivisa tra gli utenti connessi alla stessa rete locale. Questo fenomeno riguarda circa 36 milioni di utenti in bassa tensione - famiglie, PMI, enti pubblici e attività commerciali - mentre solo una minoranza di grandi imprese, collegate in media e alta tensione, resta parzialmente esclusa da tale dinamica.

Con la proposta di riforma contenuta in questo documento non si chiede di creare nuove Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), ma di **riconoscere e valorizzare una realtà fisica già esistente: l'autoconsumo collettivo di prossimità, che si realizza naturalmente sotto le cabine secondarie.**

La proposta si inserisce pienamente nel percorso delineato dalla Legge 22 aprile 2021, n. 53, che prevedeva:

- la semplificazione delle configurazioni di autoconsumo collettivo;
- la valorizzazione dell'energia condivisa localmente;
- il minore utilizzo della rete elettrica nazionale;
- lo scorporo a priori dell'energia condivisa rispetto alla fornitura commerciale.

Il successivo recepimento normativo ha introdotto strumenti innovativi come:

- Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- Gruppi di Autoconsumo Collettivo (AUC);
- cliente attivo;
- condivisione peer-to-peer;
- scorporo in bolletta.

Tuttavia, il sistema continua a essere fondato prevalentemente su una logica contrattuale e di mercato, in cui l'energia condivisa:

- continua a essere valorizzata attraverso il mercato elettrico;
- viene contabilizzata tramite GSE e RID;
- è successivamente compensata economicamente in bolletta.

Il presente *Position Paper* propone, quindi, un'**evoluzione del mercato elettrico europeo** con cui, prendendo atto del comportamento fisico dell'energia, **si riconoscano gli effetti economici della configurazione fisica naturale dell'autoconsumo collettivo già esistente** nella rete di bassa tensione.

Non si tratta di una rivoluzione del mercato elettrico, ma di una riforma equilibrata, semplificatrice e coerente con la generazione distribuita, capace di:

- ridurre il costo finale dell'energia;
- valorizzare l'energia condivisa localmente;
- aumentare l'efficienza della rete;
- ridurre gli oneri impropri;
- favorire la competitività del sistema Paese.

La struttura attuale del costo dell'energia

L'attuale sistema elettrico italiano non è più in grado di ridurre significativamente il costo finale dell'energia per famiglie e imprese, in quanto vincolato da due componenti principali:

- il costo della materia prima energetica, oggi difficilmente comprimibile;
- il costo del dispacciamento, degli oneri di sistema e della gestione della rete, oggi sostanzialmente uniforme anche per chi consuma energia prodotta e condivisa localmente in bassa tensione.

Negli ultimi anni il sistema elettrico europeo ha subìto una trasformazione strutturale caratterizzata da:

- crescita della produzione distribuita da fonti rinnovabili;
- diffusione dell'autoconsumo collettivo;
- maggiore integrazione tra produzione locale, accumulo e consumo territoriale;
- sviluppo dei mercati di flessibilità e bilanciamento.

Tuttavia, strumenti come:

- Ritiro Dedicato (RID);
- Prezzo Minimo Garantito (PMG);
- Contratti per Differenza (CfD);

continuano a valorizzare l'energia prevalentemente secondo logiche centralizzate e di mercato all'ingrosso, senza riconoscere pienamente il valore territoriale dell'energia condivisa localmente.

I cinque pilastri della proposta

1. Riconoscimento dell'autoconsumo collettivo fisico
La rete di bassa tensione realizza già oggi forme diffuse di autoconsumo collettivo. La cabina secondaria può, quindi, essere riconosciuta come configurazione naturale minima di autoconsumo collettivo di prossimità.

2. Scorporo a priori dell'energia condivisa
La quota di energia condivisa localmente dovrebbe essere separata ex ante dai flussi di mercato e dalle normali forniture commerciali, in coerenza con quanto già previsto dalla Legge n. 53/2021.

3. Riduzione strutturale degli oneri di sistema
L'energia prodotta e consumata localmente in bassa tensione utilizza solo una parte limitata della rete elettrica nazionale e ad essa dovrebbero applicarsi esclusivamente i costi effettivamente connessi alla rete locale.

4. Valorizzazione dell'energia di prossimità
L'energia condivisa localmente deve essere valorizzata attraverso meccanismi regolati, coerenti con i costi reali di produzione e distribuzione locale.

5. Evoluzione verso reti intelligenti e flessibili
Le cabine secondarie possono evolvere in nodi locali di autoconsumo collettivo, accumulo e flessibilità, integrabili nei futuri mercati del bilanciamento e nei modelli UVAM.



Effetti attesi della riforma

La proposta consentirebbe:

- riduzione del costo finale dell'energia fino al 40–50% per famiglie e PMI;
- maggiore efficienza del sistema elettrico;
- riduzione dei flussi energetici sulle reti di media e alta tensione;
- riduzione strutturale degli oneri impropri;
- valorizzazione degli investimenti in produzione distribuita;
- maggiore resilienza e stabilità della rete;
- semplificazione burocratica dell'autoconsumo collettivo;
- maggiore partecipazione dei cittadini alla transizione energetica.

Compatibilità europea

La proposta non si pone in contrapposizione con l'Electricity Market Design europeo (EMD), ma rappresenta una evoluzione dei principi già introdotti dall'Unione Europea:

- clienti attivi;
- autoconsumo collettivo;
- condivisione dell'energia;
- flessibilità locale;
- generazione distribuita.

L'obiettivo è quello di distinguere:

- • l'energia condivisa localmente nell'ambito dell'autoconsumo collettivo di prossimità,
- • dall'energia approvvigionata tramite il mercato nazionale all'ingrosso.

Conclusione

La presente proposta intende contribuire alla costruzione di un modello energetico:

- più efficiente;
- più vicino ai territori;
- coerente con la realtà fisica della rete;
- capace di valorizzare la generazione distribuita;
- compatibile con il percorso europeo di riforma del mercato elettrico.

L'autoconsumo collettivo non rappresenta una deviazione dal mercato elettrico europeo, ma una sua naturale evoluzione verso un sistema energetico più decentralizzato, resiliente e sostenibile.

VERSIONE POLICY MAKERS





Principio ispiratore della proposta per un Italian Electricity Market Design

Fino ai primi anni 2000 il sistema elettrico italiano era fondato quasi esclusivamente su grandi centrali di produzione collegate alla rete di alta tensione. L'energia veniva trasportata lungo la rete nazionale e distribuita progressivamente attraverso circa 2.500 cabine primarie e oltre 450.000 cabine secondarie fino ai 36 milioni di utenti collegati in bassa tensione (famiglie, PMI, enti pubblici, attività commerciali, ecc.). Soltanto circa 100.000 grandi imprese erano, e sono tuttora, collegate direttamente alla rete di media o alta tensione. In questo contesto si è sviluppato l'attuale modello di mercato elettrico centralizzato, nel quale tutta l'energia immessa nella rete viene considerata energia all'ingrosso da acquistare e rivendere tramite fornitori e trader energetici.
Il prezzo dell'energia si forma principalmente attraverso il meccanismo del prezzo marginale, cioè sulla base della tecnologia più costosa necessaria a soddisfare la domanda.

Negli ultimi vent'anni, però, il sistema elettrico è cambiato profondamente a causa della diffusione della generazione di energia distribuita da fonti rinnovabili, in particolare dal fotovoltaico installato sui tetti delle abitazioni, delle imprese e degli edifici pubblici.
Il bilancio 2025 dice che, in Italia, il 94% degli impianti fotovoltaici, cioè oltre 2 milioni, sono di piccola taglia con potenze inferiori a 200 kW e collegati direttamente alla rete di bassa tensione.

Quando uno di questi impianti immette energia nella rete elettrica, tale energia non entra direttamente nella rete nazionale di alta tensione ma viene, localmente, immessa all'interno della rete di bassa tensione sottesa alla cabina secondaria a cui l'impianto è collegato e condivisa fisicamente tra gli utenti collegati alla stessa cabina.

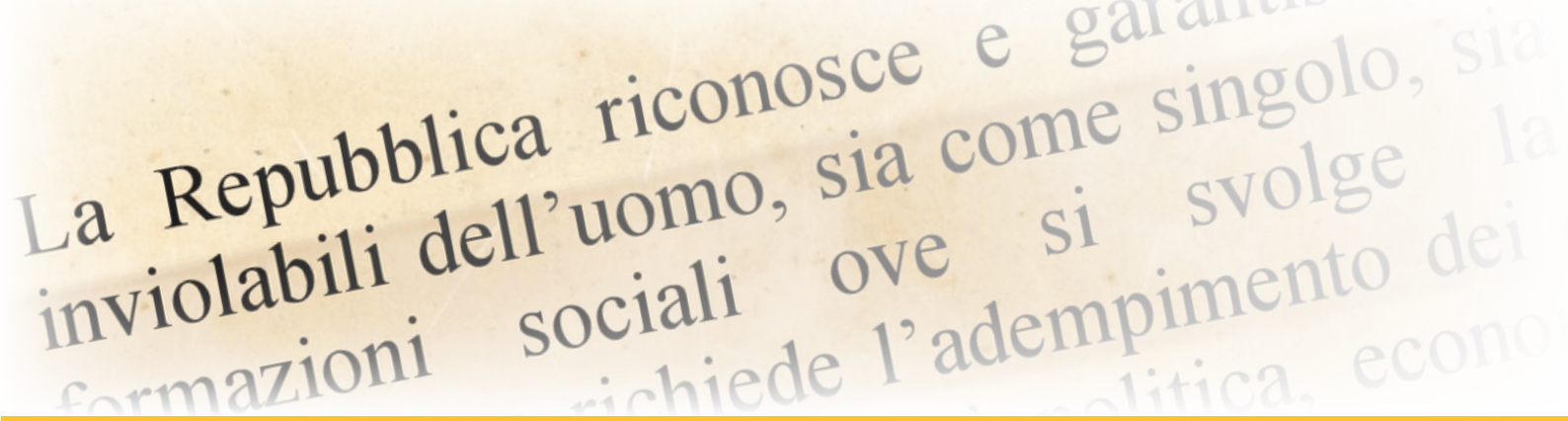
In altri termini, **l'energia prodotta localmente viene fisicamente utilizzata dagli utenti collegati alla stessa rete locale prima ancora di poter fluire verso i livelli superiori della rete elettrica**.

Se la produzione locale supera temporaneamente il consumo degli utenti collegati alla cabina secondaria, la rete entra in "inversione di flusso" e l'energia eccedente viene trasferita verso la media tensione.
Questo dimostra che la priorità fisica naturale della rete è già oggi l'autoconsumo collettivo locale.

Si realizza quindi una forma di autoconsumo collettivo fisico che non dipende da una scelta commerciale tra produttore e consumatore, ma dalla stessa struttura della rete elettrica.
Poiché mediamente esistono circa quattro impianti fotovoltaici per ciascuna cabina secondaria, si può affermare che tutti i 36 milioni di utenti in bassa tensione partecipano già oggi, di fatto, a forme diffuse di condivisione locale dell'energia rinnovabile.

Ciò nonostante, il mercato elettrico e il sistema regolatorio non sono stati ancora adeguati a questa trasformazione fisica del sistema energetico.

Oggi 36 milioni di utenti condividono l'energia elettrica come un bene di autoconsumo collettivo



- I -

L'energia condivisa quale bene di autoconsumo collettivo è tutelata dalla Costituzione Italiana

---

L'energia elettrica non è un bene qualsiasi, ma una infrastruttura essenziale per la vita economica e sociale del Paese.
Oggi l'accesso all'energia condiziona direttamente la possibilità per le persone di:

- vivere dignitosamente;
- lavorare;
- studiare;
- comunicare;
- curarsi;
- partecipare pienamente alla vita sociale ed economica.

Per questo motivo, la progressiva diffusione dell'autoconsumo collettivo e dell'energia condivisa localmente non può essere considerata esclusivamente una questione tecnica o commerciale, ma assume una rilevanza di interesse generale.
La Costituzione Italiana contiene i principi che tutelano l'accesso all'energia e la sostenibilità del sistema energetico.

In particolare:

- **l'articolo 2 Cost.**, nel riconoscere i diritti inviolabili della persona, tutela anche il diritto all'energia, in quanto bene essenziale per garantire la dignità umana, la salute, l'inclusione sociale e lo sviluppo della personalità (in particolare, istruzione e comunicazione);

- **l'articolo 9 Cost**. tutela il paesaggio, l'ambiente, gli ecosistemi anche nell'interesse delle future generazioni: l'energia rinnovabile condivisa all'interno delle comunità energetiche va considerata parte di questo patrimonio da proteggere, promuovere e gestire nell'interesse collettivo, anche in ossequio al principio di sostenibilità ambientale, che mira a ridurre l'inquinamento, derivante, in particolare, da combustibili fossili, oltre a contenere il fenomeno del riscaldamento climatico;

- **l'articolo 32 Cost.**, nel tutelare la salute come diritto fondamentale dell'individuo e interesse della collettività, impone che la produzione, la distribuzione e l'uso dell'energia elettrica avvengano nel rispetto della persona e dell'ambiente, limitando le emissioni nocive e garantendo l'accesso all'energia, anche come bene condiviso da una comunità.

La diffusione della produzione di energia distribuita e dell'autoconsumo collettivo locale è riconducibile nell'alveo della tutela di questi principi costituzionali, in quanto:

- riduce l'impatto ambientale del sistema energetico;
- favorisce l'accesso all'energia a costi più sostenibili;
- rafforza la resilienza delle comunità locali;
- riduce la dipendenza energetica;
- promuove una maggiore partecipazione dei cittadini alla transizione energetica.

In questo contesto, l'energia condivisa localmente nell'ambito delle comunità energetiche di fatto non può essere trattata esclusivamente come una commodity finanziaria, ma deve essere riconosciuta come una forma di autoconsumo collettivo di prossimità, che produce benefici economici, ambientali e sociali per l'intera collettività.

La proposta contenuta in questo documento non mira, quindi, a sottrarre l'energia al mercato elettrico europeo, ma a riconoscere che la produzione distribuita e la condivisione locale dell'energia richiedono regole coerenti con:

- la realtà fisica della rete;
- i principi di efficienza energetica;
- la riduzione dell'utilizzo della rete nazionale;
- la tutela dell'interesse collettivo connesso all'accesso all'energia.





- II -

La contraddizione normativa: l'energia condivisa, sebbene sia riconosciuta, è trattata come un bene fornito dal mercato elettrico

---

Negli ultimi anni la normativa italiana ha iniziato a riconoscere l'autoconsumo collettivo e la condivisione dell'energia attraverso strumenti come:

- Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- Gruppi di Autoconsumo Collettivo (AUC);
- Tariffa Incentivante Premiale;
- scorporo dell'energia condivisa in bolletta.

Si tratta di un passaggio importante perché il legislatore ha finalmente riconosciuto che una quota crescente di energia viene prodotta e condivisa localmente.
Tuttavia, il sistema economico e regolatorio continua a funzionare secondo una logica ancora prevalentemente centralizzata e fondata sul mercato all'ingrosso.

Nel modello attuale, infatti:

- l'energia condivisa localmente continua formalmente a essere valorizzata attraverso il mercato elettrico;
- i consumatori continuano ad acquistare energia dal proprio fornitore;
- il beneficio della condivisione viene successivamente compensato tramite incentivi o meccanismi di scorporo in bolletta.

In ciò risiede un'evidente contraddizione tra:

- la realtà fisica della rete;
- e la struttura economica del sistema.

L'energia condivisa localmente viene infatti:

- valorizzata economicamente come energia di mercato;
- successivamente compensata o incentivata attraverso componenti pagate collettivamente in bolletta.

Di conseguenza, una parte dei costi della condivisione energetica viene redistribuita attraverso gli oneri di sistema sostenuti da tutti gli utenti.

Questo modello genera diverse criticità.

1. Remunerazione di servizi non pienamente corrispondenti alla realtà fisica della rete

Nel sistema attuale il fornitore continua a essere remunerato anche per quote di energia che:

- non ha prodotto,
- non ha trasportato attraverso la rete nazionale
- e che sono già state condivise localmente nella rete di bassa tensione.

La struttura economica del sistema continua, quindi, a trattare l'energia condivisa come se provenisse integralmente dal mercato nazionale.

2. Disparità di trattamento tra utenti formalmente organizzati che condividono l'energia prodotta localmente e utenti che condividono tale energia in modo naturale.

Oggi i benefici economici della condivisione energetica sono riconosciuti principalmente agli utenti che:

- costituiscono formalmente una CER;
- partecipano a specifiche configurazioni regolatorie.

Tuttavia, tutti gli utenti collegati alla stessa cabina secondaria condividono fisicamente energia prodotta localmente, indipendentemente dall'esistenza di una configurazione giuridica formalizzata.

Questo crea una differenza tra:

- autoconsumo collettivo fisico reale
- e autoconsumo collettivo riconosciuto economicamente dal sistema.

3. Mancata riduzione strutturale dei costi energetici

L'attuale sistema di incentivi e compensazioni:

- riconosce economicamente l'energia condivisa,
- ma non modifica strutturalmente il funzionamento del mercato elettrico.

Il risultato è che:

- il costo finale dell'energia non si riduce in modo proporzionale alla diffusione della produzione locale;
- gli oneri di sistema continuano a crescere;
- il sistema resta fondato su una logica di compensazione successiva e non su una valorizzazione diretta dell'autoconsumo collettivo.



La Legge 22 aprile 2021, n. 53 ha, invece, indicato una direzione diversa, prevedendo:

- la valorizzazione dell'autoconsumo collettivo;
- la semplificazione delle configurazioni energetiche;
- lo scorporo a priori dell'energia condivisa dalla fornitura commerciale;
- il minore utilizzo della rete nazionale.

La normativa, quindi, ha riconosciuto formalmente l'esistenza dell'autoconsumo collettivo, ma non ha ancora adeguato pienamente il sistema economico e regolatorio alla realtà fisica della rete elettrica.

Di conseguenza, l'energia condivisa localmente continua a essere trattata in modo prevalente come *commodity* di mercato.

- III -

Il paradosso fiscale: l'energia condivisa è oggetto di vendita commerciale

La contraddizione descritta nel capitolo precedente emerge in modo ancora più evidente nel trattamento fiscale dell'energia condivisa attraverso il meccanismo del Ritiro Dedicato (RID).

Nel sistema attuale, quando un impianto fotovoltaico collegato alla rete di bassa tensione immette energia:

- il GSE ritira virtualmente tale energia,
- l'energia viene valorizzata economicamente attraverso il mercato elettrico,
- i corrispettivi riconosciuti al produttore vengono considerati reddito
- e risultano quindi soggetti a tassazione.

Il sistema continua, quindi, a trattare l'energia condivisa localmente come se fosse integralmente oggetto di una vendita commerciale sul mercato all'ingrosso.
Si crea così un evidente paradosso fiscale.

L'energia:

- viene condivisa fisicamente nella rete locale,
- non utilizza integralmente la rete nazionale,
- e spesso viene consumata in prossimità del luogo di produzione,
- ma continua a essere fiscalmente assimilata a una normale transazione commerciale di mercato.

In pratica:

- il sistema riconosce la produzione distribuita,
- ma continua a tassarla come se fosse energia integralmente scambiata nel mercato centralizzato.

Questo approccio produce due effetti principali:

1. Mancata valorizzazione dell'autoconsumo collettivo locale

L'energia condivisa localmente non viene riconosciuta come forma specifica di autoconsumo collettivo di prossimità, ma viene assimilata all'energia immessa nel mercato nazionale.

Di conseguenza:

- il valore territoriale dell'energia condivisa viene negato,
- il beneficio della minore utilizzazione della rete nazionale non viene pienamente riconosciuto
- e il sistema continua a premiare prevalentemente la logica della vendita di energia.

2. Trattamento fiscale non coerente con la realtà fisica della rete

L'energia condivisa sotto la stessa cabina secondaria:

- non viene fisicamente "distribuita" attraverso il mercato nazionale,
- ma continua a essere fiscalmente trattata come reddito derivante da vendita commerciale sul mercato centralizzato nazionale.

Questo determina una situazione in cui:

- la rete realizza già oggi forme diffuse di autoconsumo collettivo,
- ma il sistema fiscale continua a operare come se tutta l'energia fosse scambiata integralmente nel mercato centralizzato nazionale.



- IV -

Due sistemi diversi: il piccolo impianto è a rischio, il grande impianto è protetto

Nel sistema elettrico italiano esistono due strumenti principali per garantire un prezzo minimo a chi produce energia rinnovabile:

- **il Prezzo Minimo Garantito (PMG)**
- **il Contratto per Differenza (CfD)**

Entrambi servono a dare stabilità economica ai produttori, anche se funzionano in modo molto diverso.

Il Ritiro Dedicato (RID) per l'energia immessa in rete dai piccoli impianti sotto a 1 MW, come quelli domestici o delle PMI, prevede un **Prezzo Zonale Orario (PZO)** con valori mediamente superiori al **Prezzo Minimo Garantito (PMG)**, che è di circa **46 euro/MWh**.
Nel caso di un crollo del PZO sotto alla soglia minima, come si osserva già oggi in alcune ore centrali della giornata quando c'è un eccesso di energia fotovoltaica, il piccolo produttore riceve il PMG che è basso e tassato.
Chi produce vicino ai consumatori rischia nel lungo periodo di **non riuscire a remunerare l'investimento in tempi congrui per il mancato valore dell'energia immessa in rete**.

Per i grandi impianti, invece, funziona il Contratto per Differenza (CfD), che viene definito tramite le aste (FER1, FERX, ecc.), in cui il prezzo di acquisto è fisso e garantito: se il prezzo di mercato scende, allora lo Stato cioè i contribuenti pagano la differenza; se il prezzo sale, allora i produttori restituiscono una parte dell'esubero rispetto al fisso concordato. Le aste hanno battuto dei prezzi medi intorno a **60–80 €/MWh e soltanto recentemente si è andati al di sotto di 60 euro/MWh**.



È abbastanza evidente che i piccoli produttori si assumono un maggiore rischio del mercato, mentre i grandi produttori vengono più tutelati avendo negoziato un prezzo di mercato garantito.

Succede paradossalmente questo:

- il **piccolo impianto** produce energia locale, la condivide con i vicini e stabilizza la rete, ma è esposto al rischio di mercato ed è tassato;
- il **grande impianto** produce energia su larga scala, spesso lontano dai consumi e richiede importanti sistemi di stabilizzazione, ma ha un prezzo garantito ed è protetto dal rischio.

Tutto questo viene **finanziato tramite le bollette degli utenti** e si traduce in un meccanismo, con che – da una parte – tutela la produzione industriale e gli investimenti finanziari, mentre – dall'altra – penalizza i piccoli produttori e l'energia condivisa localmente nell'ambito dell'autoconsumo collettivo di prossimità.

In questo modo il mercato, guidato da meccanismi artificiali e compensazioni, non riflette più pienamente la realtà fisica del sistema e non tiene conto del luogo in cui l'energia è prodotta, del luogo in cui è consumata e quanto valore crea nelle comunità di fatto.

In conclusione, **il cittadino diventa consumatore passivo, ovvero un finanziatore del sistema senza un minimo controllo sul prezzo**.



- V -

La rete sta cambiando: lo dimostra la Delibera ARERA 385/2025

Nel 2025 ARERA ha approvato una delibera molto importante (385/2025), che ha cambiato il modo in cui gli impianti rinnovabili vengono gestiti sulla rete. Questa delibera nasce da un problema reale:

- sempre più impianti rinnovabili,
- sempre più energia prodotta localmente,
- una rete che deve rimanere stabile.

La delibera introduce un principio chiaro per cui gli **impianti rinnovabili sopra i 100 kW** devono poter essere controllati da remoto tramite un sistema automatico di controllo (CCI), per poter ridurre la produzione su comando del distributore o di Terna, trasformando la rete in un **sistema intelligente e automatizzato**.

Questo cambiamento ha una conseguenza importante, in quanto comporta che quando c'è troppa energia in rete, gli impianti possono essere **tagliati automaticamente**, perché l'energia prodotta non può essere sempre immessa e, quindi, non può essere sempre compensata.

Conseguentemente gli **impianti sopra 100 kW rischiano di essere limitati**, producendo meno energia utilizzabile e diventando meno efficienti economicamente soprattutto nelle comunità energetiche.

Gli **impianti piccoli sotto 100 kW non sono soggetti agli stessi obblighi**, producono vicino ai consumi e riducono la pressione sulla rete, diventando così naturalmente più efficienti.
La rete fisica sta cambiando più velocemente del mercato elettrico, ma manca un modello che valorizzi l'energia locale, gestisca gli eccessi e integri produzione, consumo e accumulo.

La rete, quindi, sta evolvendo verso un sempre maggiore coordinamento, automazione e flessibilità, obiettivi già perseguiti dalle comunità energetiche di fatto tramite i sistemi di accumulo. Manca, tuttavia, ancora un passaggio fondamentale: **riconoscere economicamente l'energia condivisa a livello locale.**



- VI -
Le UVAM come evoluzione delle comunità energetiche di fatto

La diffusione delle rinnovabili, insieme alle nuove regole introdotte da ARERA e Terna, sta portando verso un modello in cui produzione, consumo e flessibilità devono essere sempre più coordinati.

Uno degli strumenti che si stanno sperimentando in Italia sono le **UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste)**, che fanno il paio con le già operative DER (Distributed Energy Resources) californiane.

Le UVAM sono **aggregazioni locali di impianti di produzione, sistemi di accumulo e consumi flessibili** con l'obiettivo di fornire servizi di flessibilità al sistema elettrico nazionale, in particolare, per il bilanciamento della rete.

Nel frattempo, però, esiste già fisicamente una realtà diversa costituita dalle cabine secondarie, che sono luoghi in cui:

- si produce energia rinnovabile,
- si consuma energia localmente,
- si realizza l'autoconsumo collettivo per legge fisica.

In altre parole, esiste già un sistema energetico locale aggregato, e se a questo sistema si aggiungono i sistemi di accumulo di comunità, allora la cabina secondaria diventerà per sua natura una vera e propria UVAM, reale e territoriale, **a meno di un sistema di controllo da remoto e di un gestore che la governi**, affinché:

1. prima si soddisfi il fabbisogno della comunità energetica di fatto,
2. poi si gestiscano le eccedenze verso la media tensione,
3. solo dopo si supporti il sistema elettrico nazionale come un punto di prelievo e immissione nella rete di media tensione.

Trasformare ogni cabina secondaria in una UVAM permette di:

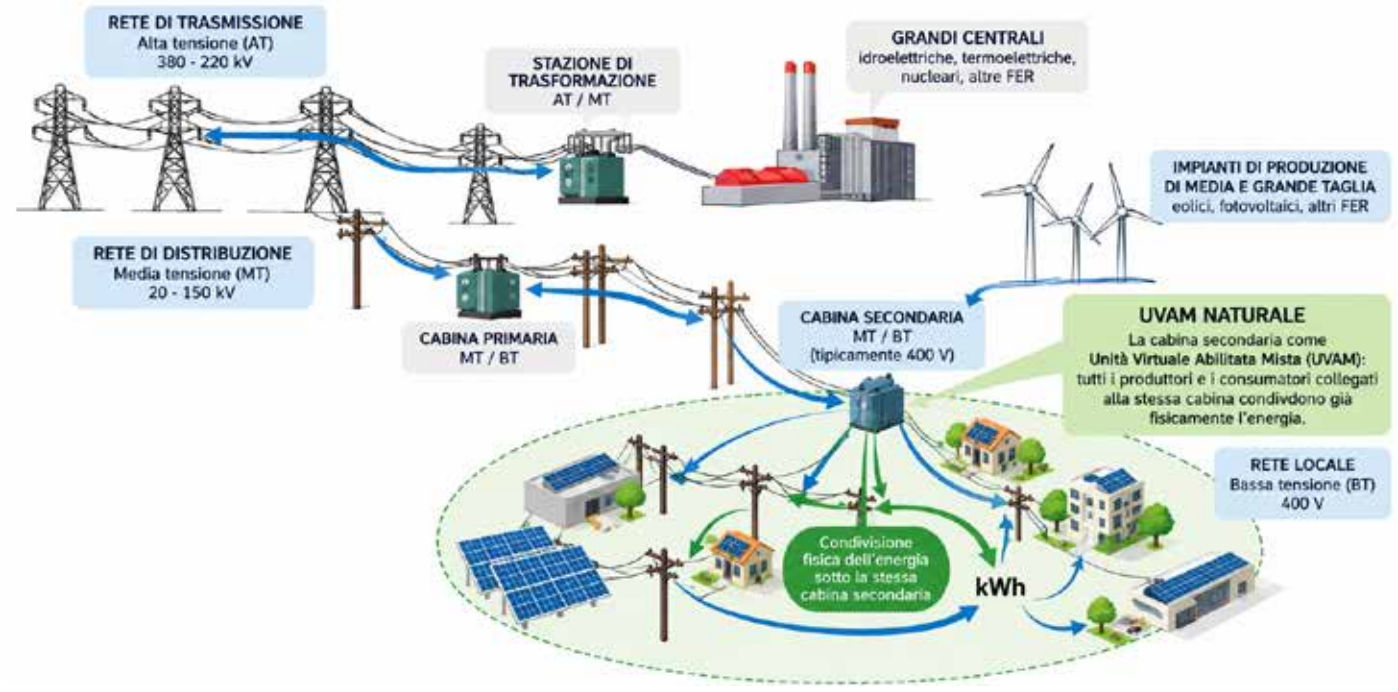
- aumentare l'efficienza del sistema,
- ridurre i flussi tra bassa, media e alta tensione,
- migliorare la resilienza della rete,
- valorizzare l'energia prodotta localmente,
- integrare le comunità nel mercato senza snaturarle.

Questa proposta non sostituisce le UVAM, ma permette alle comunità energetiche di fatto di evolvere diventando delle UVAM.

In questo senso, il sistema elettrico evolve da un sistema centralizzato a un **sistema multilivello**, in cui:

- il livello locale (cabina secondaria) ottimizza produzione e consumo;
- il livello di distribuzione coordina la flessibilità territoriale;
- il livello di trasmissione mantiene l'equilibrio complessivo del sistema.

Le comunità energetiche di fatto possono, quindi, essere riconosciute come il primo livello operativo di questo nuovo sistema, rappresentando il punto di incontro tra autoconsumo collettivo, flessibilità e mercato elettrico.



- VII -

Lo scorporo in bolletta: un passo avanti, ma incoerente con il principio dell'energia condivisa come bene di autoconsumo collettivo

---

La normativa europea e il recente D. Lgs. n. 3/2026 hanno introdotto importanti novità nel mercato elettrico, riconoscendo il diritto dei clienti attivi a condividere energia e ad ottenere lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa localmente.

Si tratta di un passaggio molto importante perché, per la prima volta, il legislatore riconosce che una parte dell'energia prodotta localmente può essere distinta dalla normale fornitura commerciale acquistata sul mercato elettrico.

Il D. Lgs. n. 3/2026 amplia, inoltre, le possibilità di autoconsumo collettivo:

- estende il ruolo dei clienti attivi;
- introduce forme di condivisione "peer-to-peer";
- consente accordi di condivisione anche senza costituire necessariamente una CER;
- rafforza il principio dello scorporo in bolletta dell'energia condivisa.

Questa evoluzione normativa rappresenta un passo avanti coerente con quanto previsto dalla Legge 22 aprile 2021, n. 53; tuttavia il sistema continua ancora a funzionare prevalentemente secondo una logica contrattuale e di mercato già riferita in precedenza.

Nel modello attuale:

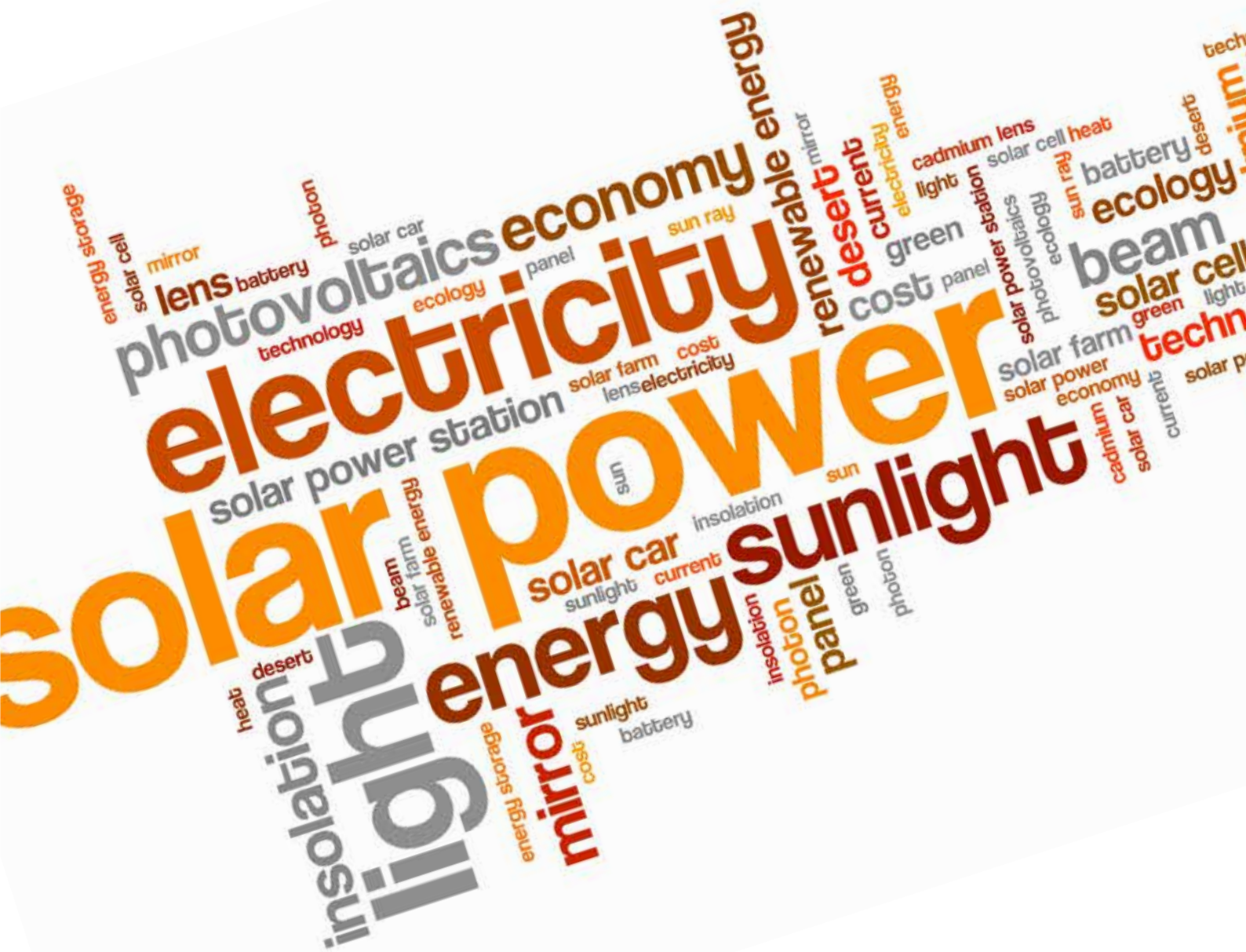
- l'energia condivisa continua a essere valorizzata economicamente attraverso il mercato elettrico (tipicamente tramite GSE e RID);
- i consumatori continuano formalmente ad approvvigionarsi dal proprio fornitore;
- lo scorporo interviene successivamente come compensazione economica in bolletta.

In altri termini, lo scorporo introdotto dal decreto è prevalentemente economico, ma non ancora fisico o strutturale.

L'energia condivisa:

- continua a essere trattata come energia di mercato;
- ma viene successivamente compensata economicamente ai consumatori finali.

In alcuni Paesi europei, come Spagna e Portogallo, il modello funziona invece in modo differente.



Nei gruppi di autoconsumo collettivo:

- l'energia condivisa viene separata a monte;
- non entra integralmente nei volumi della fornitura commerciale;
- gli utenti pagano soltanto l'energia residua acquistata dal mercato;
- gli oneri vengono ridotti in funzione dell'effettivo utilizzo della rete locale.

In tali modelli, lo scorporo non opera come semplice compensazione economica, ma come reale separazione dell'energia condivisa rispetto ai flussi del mercato all'ingrosso.

Il punto centrale è che la rete elettrica realizza già oggi forme diffuse di autoconsumo collettivo locale sotto le cabine secondarie.

L'energia immessa in bassa tensione:

- viene condivisa fisicamente tra gli utenti collegati alla stessa rete locale;
- indipendentemente dagli accordi contrattuali;
- e indipendentemente dall'esistenza formale di una CER.

- VIII -
Lo scopo di questa proposta

Questa proposta si propone come obiettivo una riforma concreta e realmente applicabile del sistema elettrico italiano, basata su un principio semplice: **riconoscere e valorizzare l'energia che oggi viene prodotta e condivisa localmente.**

La proposta contenuta in questo documento non mira a eliminare il mercato elettrico, ma a distinguere:

- l'energia condivisa localmente nell'ambito dell'autoconsumo collettivo di prossimità;
- dall'energia effettivamente immessa e scambiata nel mercato nazionale.

In questa prospettiva, il trattamento economico e fiscale dell'energia condivisa sarebbe coerente con:

- il reale utilizzo della rete,
- la produzione distribuita locale,
- e la configurazione fisica dell'autoconsumo collettivo già esistente sotto le cabine secondarie.

Per questo motivo, una riforma realmente coerente con:

- la Legge n. 53/2021,
- l'evoluzione del mercato elettrico europeo,
- e la realtà fisica della rete.

dovrebbe:

- riconoscere la cabina secondaria come configurazione naturale minima dell'autoconsumo collettivo;
- distinguere l'energia condivisa localmente dall'energia acquistata sul mercato nazionale;
- prevedere una separazione ex ante dell'energia condivisa dai flussi di mercato;
- valorizzare economicamente l'energia di prossimità;
- ridurre strutturalmente oneri e inefficienze di sistema.

Senza questo ulteriore passaggio evolutivo, lo scorporo in bolletta rischia di rimanere prevalentemente una misura contabile, utile a migliorare la leggibilità economica per il cliente finale, ma ancora insufficiente a realizzare una piena trasformazione del sistema elettrico verso un modello realmente decentralizzato, efficiente e coerente con la struttura fisica della rete.

Per raggiungere questo obiettivo, si propongono quattro interventi chiave:

- **Il riconoscimento Formale dell'Autoconsumo Collettivo:**

Si chiede che i meccanismi economici per lo scambio di energia elettrica riconoscano formalmente l'autoconsumo collettivo di energia fotovoltaica prodotta in bassa tensione come bene di autoconsumo collettivo di prossimità, con un trattamento normativo che rispetti i principi di equità e sostenibilità.

- **Il riconoscimento del Costo della Materia Prima dell'Energia Condivisa verso i produttori delle comunità energetiche di fatto:**

Si chiede che il costo della materia prima dell'energia condivisa all'interno delle comunità energetiche di fatto venga posto sotto tutela, con un valore regolato o indicizzato a criteri di costo locale. Il costo di questa materia prima condivisa verrà pagato dai consumatori della comunità energetica di fatto ai produttori delle stesse comunità.

- **L'esenzione dagli Oneri di Sistema e dalle Accise:**

Si propone l'esenzione dagli oneri di sistema e dalle accise per l'energia prodotta e consumata collettivamente all'interno delle comunità energetiche, poiché questa energia è già rinnovabile e condivisa tra gli utenti senza passare per la rete di trasmissione nazionale.

- **La riduzione dei Costi di Trasporto:**

Si chiede che i costi di trasporto dell'energia vengano significativamente ridotti per l'energia prodotta e consumata localmente che tenga conto soltanto dei costi di manutenzione delle reti locali, riconoscendo il beneficio della produzione a "chilometro zero".

Queste misure permettono di:

- ridurre strutturalmente il costo dell'energia,
- valorizzare la produzione locale,
- rendere il sistema più equo e trasparente,
- aumentare la resilienza della rete.

Non si tratta di cambiare il sistema, ma di riconoscere come esso funziona attualmente, cioè di prendere atto di una realtà statistica e fisica, che riguarda tutti gli utenti collegati alla rete elettrica italiana, tranne una minoranza di grandi imprese che prelevano energia dalla media e alta tensione.
Alla luce delle considerazioni esposte, si propone una riforma della struttura della bolletta elettrica



- IX -

Come cambia la Bolletta Elettrica

che tenga conto della natura e della provenienza dell'energia consumata. Si suggerisce che la bolletta sia suddivisa in due distinte voci di spesa:

1. **Energia Condivisa come Bene di autoconsumo collettivo:** La prima voce di spesa dovrebbe riguardare l'energia prodotta e consumata collettivamente all'interno delle comunità energetiche di fatto sotto la cabina secondaria.

2. **Energia derivante dalla media tensione:** La seconda voce di spesa dovrebbe riguardare l'energia acquistata dalle grandi centrali di produzione e distribuita attraverso la rete di alta o media tensione. Questa energia rimarrebbe soggetta ai meccanismi di scambio attuali in attesa di una riforma complessiva a livello europeo.

Questa struttura duale della bolletta, oltre a garantire una maggiore trasparenza ed una più equa ripartizione dei costi energetici introdurrebbe anche il riconoscimento che ogni cabina secondaria è una comunità energetica di fatto, senza la necessità di costituirla formalmente, evitando così per gli utenti costi amministrativi non necessari.

- X -

Una riforma già possibile: il modello europeo e l'esempio spagnolo

La proposta di riforma può essere attuata fin da subito nel quadro normativo europeo vigente, in quanto non richiede modifiche alle regole europee, ma una loro applicazione coerente con l'evoluzione del sistema elettrico.

Il punto di partenza europeo

Il diritto europeo (Direttiva RED II / RED III ed Electricity Market Design) riconosce che:

- i cittadini possono produrre, consumare e condividere energia;
- l'autoconsumo collettivo è una componente strutturale del sistema;
- l'energia condivisa può essere valorizzata attraverso modelli diversi dal mercato.

Il principio chiave è: **l'energia autoconsumata collettivamente non è una vendita di mercato.**

L'esempio della Spagna

La Spagna ha adottato questo principio in cui gli utenti collegati alla stessa rete di bassa tensione possono condividere energia anche a distanza (fino a circa 2 km), attraverso il modello di **autoconsumo collettivo** che, praticamente, funziona in questo modo:

Immaginiamo 10 famiglie che realizzano insieme un impianto fotovoltaico, la cui energia viene immessa nella rete locale. Ogni famiglia che partecipa ha diritto di scorporare direttamente in bolletta tutta l'energia che viene autoconsumata di quella prodotta e immessa in rete dall'impianto. In questo modo l'energia condivisa viene utilizzata senza passare integralmente dal mercato.

La parte economica dell'autoconsumo collettivo viene gestita direttamente dai fornitori di energia (*comercializadoras*), che:

- **ricevono i dati** di produzione e consumo dal distributore (DSO);
- **calcolano la quota** di energia condivisa;
- **fatturano al cliente solo l'energia residua**, non coperta dalla produzione condivisa.

La quota di energia condivisa:

- **non è interamente valorizzata nel mercato elettrico all'ingrosso;**
- **non è soggetta agli oneri di sistema né alle accise;**
- **riduce direttamente il costo finale in bolletta.**

I gruppi di autoconsumo collettivo si configurano, quindi, come una **forma di comunità energetica di fatto**, in cui:

- il valore dell'energia resta nel territorio;
- i benefici economici sono distribuiti tra i partecipanti;
- il prezzo finale dell'energia si riduce significativamente *(in molti casi fino a circa 0,13 €/kWh).*

L'esperienza spagnola dimostra che è possibile valorizzare l'energia condivisa, ridurre i costi in bolletta e restare pienamente nel quadro europeo senza introdurre nuovi schemi incentivanti.

Il modello spagnolo è, però, limitato e si applica a gruppi definiti di autoconsumatori collettivi, che sono proprietari degli impianti fotovoltaici, e non si estende automaticamente a tutti coloro che fisicamente possono usufruire dell'energia prodotta in eccedenza da quell'impianto e immessa in rete.

Come abbiamo dimostrato, in Italia, ogni cabina secondaria è già una comunità energetica di fatto, cioè un gruppo di autoconsumo collettivo.
La proposta è, quindi, di estendere il principio dell'autoconsumo collettivo a tutti gli utenti collegati alla stessa cabina secondaria, riconoscendo la cabina stessa come un unico gruppo di autoconsumo collettivo.

Ogni impianto fotovoltaico collegato alla stessa cabina secondaria contribuisce automaticamente all'energia condivisa locale, che diventa un bene della comunità.

L’energia immessa in bassa tensione viene automaticamente condivisa e scorporata a monte dai volumi di fornitura commerciale, non essendo riconducibile alla logica del mercato all’ingrosso.

Il valore dell’energia condivisa è riconosciuto tra utenti della stessa comunità energetica, su base regolata o indicizzata ai costi locali, in coerenza con i principi europei di autoconsumo collettivo. In questo modo, il produttore locale è remunerato, il consumatore paga meno e il sistema non richiede né trasferimenti pubblici né nuovi incentivi.

I fornitori continuano a operare per l’energia residua non coperta dalla condivisione e come facilitatori - ma non come intermediari - della contabilizzazione per quella condivisa.

Questo modello è coerente con il diritto europeo perché:

- non altera il mercato all’ingrosso;
- non introduce aiuti di Stato;
- valorizza l’autoconsumo, già riconosciuto dalle direttive UE;
- si integra con strumenti come PPA e flessibilità locale.

In conclusione, la proposta – lungi dal porsi in contrasto col modello del mercato elettrico europeo – ne consentirebbe invece un’evoluzione naturale, che integra il livello locale nella formazione del valore dell’energia.



- XI -
Il ruolo delle batterie di comunità: energia disponibile quando serve

Per rendere davvero efficace il modello di energia condivisa, è necessario aggiungere un elemento fondamentale, cioè i **sistemi di accumulo (batterie) a livello di cabina secondaria**.

Oggi l'energia rinnovabile viene prodotta soprattutto di giorno, ma spesso serve la sera e senza accumulo una parte dell'energia viene sprecata o immessa verso la rete nazionale, creando problemi di flessibilità.

Le batterie legate direttamente agli impianti di produzione permettono di gestire bene le eccedenze degli impianti fotovoltaici per un loro riutilizzo notturno. I sistemi di accumulo domestici possono, quindi, comportarsi da *consumer aggiunti* dell'energia in eccedenza, così come batterie in disponibilità delle comunità energetiche di fatto possono trasformare l'autoconsumo collettivo istantaneo in autoconsumo collettivo differito, in modo che l'energia prodotta oggi possa essere usata dalla comunità anche in ore e giorni diversi.

La batteria, quindi, si comporta sia come un *"consumer aggiunto"*, assorbendo energia quando ce n'è in eccesso sia come *"producer aggiunto",* restituendo l'energia accumulata quando serve prima alla comunità in bassa tensione e poi, se necessario, al sistema elettrico nazionale attraverso la media tensione.

Nella bolletta di comunità si propone di introdurre una quota di servizio di flessibilità relativo all'utilizzo della batteria di comunità, per rendere l'energia disponibile quando serve.

Il punto chiave è che l'utilizzo della batteria non aumenta il prezzo dell'energia, che rimane sempre un bene di comunità, ma viene riconosciuto come **servizio di flessibilità**.

Il servizio di accumulo viene remunerato ai gestori delle batterie (ESCo, aggregatori e operatori qualificati in genere) in modo trasparente e sostenibile attraverso una quota in bolletta:

- fissa (non legata al singolo kWh),
- modulata per fasce di consumo,
- destinata a coprire investimento e gestione.

Questo modello posiziona le cabine secondarie come **nodi locali intelligenti capaci di gestire la flessibilità della rete**, integrandosi perfettamente con le UVAM e nel mercato dei servizi di dispacciamento, con priorità al soddisfacimento del fabbisogno energetico della comunità.

VERSIONE TECNICA





Principio fondativo del *position paper* per un Italian Electric Market Design

Oggi l'ordinamento del mercato elettrico italiano mantiene distinto il funzionamento fisico della rete elettrica dal modello amministrativo.

Questa versione costituisce un documento più tecnico rispetto a quella per policy makers al fine di evidenziare tutti i dettagli giuridico-amministrativi su cui si fonda la proposta di riforma del sistema elettrico.





-1-

Principio fondativo del *position paper*

L'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici collegati alla rete di bassa tensione e immessa sotto una cabina secondaria viene fisicamente e inevitabilmente condivisa tra gli utenti che vi sono connessi e che per tale motivo formano una comunità energetica di fatto.

Questo fenomeno è il risultato di un vincolo fisico della rete, cui nessuno può sottrarsi: si tratta, infatti, di un'energia che entra in modo naturale nella sfera di disponibilità/utilità della comunità, che la usa in modo collettivo, senza l'intervento o l'attività di soggetti terzi e senza che vi sia stato alcuno scambio commerciale sul mercato energetico. Al riguardo, Elinor Ostrom, economista statunitense (premio Nobel 2009) parla di beni o servizi non rivali (risorse naturali, acqua, aria, energia, ambiente; territorio, patrimonio culturale e paesaggistico, rete), i quali richiamano la categoria romanistica delle *res communes omnium*, cioè le cose/beni di uso comune, che non possono divenire di proprietà privata e che sono preclusi al commercio giuridico.

V'è, però, che la normativa attuale continua a riservare questa energia condivisa al mercato elettrico centralizzato e la tratta come un bene/merce vendibile, senza tener conto che con la diffusione degli impianti fotovoltaici collegati in bassa tensione, l'energia è passata dall'essere oggetto di un servizio di pubblica utilità a *"bene comune"*, cui tutti possono accedere, e che si sottrae alle regole del mercato e del profitto, in quanto gli scambi energetici si diffondono nella dimensione *"peer-to-peer"*, ossia tra soggetti che sono pari tra loro e rivestono nello stesso tempo la veste di produttori e consumatori. Vi è stato, quindi, un passaggio da un sistema di produzione gerarchico e centralizzato, riservato a poche centrali a servizio di milioni di consumatori, ad un sistema di produzione "decentralizzato" e localizzato sul territorio, che ha comportato un'inversione dei tradizionali schemi di relazione tra produttore e consumatore e che deve indurre ad una diversa regolazione delle transazioni energetiche che si producono in tale ambito, regolazione che deve essere orientata ad una "democratizzazione" dell'energia.

L'attuale normativa di settore – dal momento che tratta questa energia, non come un "*bene di autoconsumo collettivo"* appartenente alla comunità che lo produce e lo usa localmente, ma come se fosse una fornitura commerciale all'ingrosso proveniente dal Sistema centralizzato – consente che soggetti terzi ne traggano profitto, perché, come si dirà nei prossimi paragrafi, è un'energia che il cittadino paga due volte, sebbene essa non sia commerciabile (invero, l'art. 814 c.c. prevede: *"Si considerano beni mobili le energie naturali che hanno valore economico"* e, in quanto tali, soggetti al commercio e alla tutela proprietaria, mentre l'energia in questione è un bene collettivo).

In tal modo l'attuale normativa si pone in contrasto con i principi costituzionali dettati dai seguenti articoli della Costituzione:

- **Art. 2 della Costituzione Italiana**, che – sebbene non menzioni esplicitamente l'energia elettrica – costituisce il fondamento giuridico per il riconoscimento di un "diritto all'energia" come diritto inviolabile dell'uomo, perchè è una clausola aperta, capace di far emergere dalla realtà sociale, anche per effetto del progresso tecnologico, sempre nuovi diritti riguardanti la personalità dell'individuo, e rappresenta anche il fondamento dell'interesse alla salubrità e salvaguardia dell'ambiente.
  L'art. 2 Cost. recita: *"La Repubblica riconosce e garantisce i diritti inviolabili dell'uomo, sia come singolo, sia nelle formazioni sociali ove si svolge la sua personalità, e richiede l'adempimento dei doveri inderogabili di solidarietà politica, economica e sociale"*.
  L'energia elettrica può essere ricondotta ai diritti fondamentali dell'uomo, in quanto bene essenziale per garantire la dignità umana, la salute, l'inclusione sociale e lo sviluppo della personalità (in particolare, istruzione e comunicazione), tutti valori tutelati dall'art. 2, sicché essa deve essere riconosciuta come tale dalla legislazione vigente.
  Oltre a ciò, la legislazione vigente, influenzata anche dalle direttive UE, è tenuta a garantire l'energia come un "servizio universale" con prezzi accessibili e standard qualitativi certi, proprio per onorare il dovere di solidarietà sociale sancito dalla Costituzione.
  A questo proposito, si evidenzia che l'Agenda 2030, adottata dall'ONU nel 2015 – come programma d'azione globale per lo sviluppo sostenibile, con 17 Obiettivi (SDGs), 169 traguardi da raggiungere entro il 2030 e il coinvolgimento di 193 Paesi, per sradicare la povertà, proteggere il pianeta e garantire prosperità, pace e partnership, basandosi sulle *"5 P"* (Persone, Pianeta, Prosperità, Pace, Partnership) – ha posto come obiettivo 7: **Energia pulita e accessibile**, ossia assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni.



- **Art. 9 della Costituzione Italiana**, che tutela, tra l'altro, il paesaggio, l'ambiente, la biodiversità e gli ecosistemi, anche nell'interesse delle future generazioni: l'energia rinnovabile condivisa all'interno delle comunità energetiche va considerata parte di questo patrimonio da proteggere, promuovere e gestire nell'interesse collettivo, anche in ossequio al principio di sostenibilità ambientale, che mira a ridurre l'inquinamento, derivante in particolare da combustibili fossili, oltre a contenere il fenomeno del riscaldamento climatico. L'energia rinnovabile deve essere, dunque, oggetto di politiche pubbliche di lungo periodo, dirette a bilanciare gli interessi economici legati al mercato energetico con quelli paesaggistico-ambientali, secondo principi di ragionevolezza e proporzionalità, prestando attenzione alla salvaguardia delle risorse attuali a vantaggio delle generazioni future, in ossequio al principio di equità intergenerazionale.

- **Art. 32 della Costituzione Italiana**, che – nello stabilire il principio secondo cui: *"La Repubblica tutela la salute come fondamentale diritto dell'individuo e interesse della collettività, ..."* – è direttamente collegato alla gestione e alla fornitura dell'energia elettrica sia per quanto concerne la prevenzione ambientale che gli aspetti sanitari: essa, quindi, per la tutela del diritto alla salute impone che la produzione, la distribuzione e l'uso dell'energia

elettrica avvengano nel rispetto della persona e dell'ambiente, limitando le emissioni nocive e garantendo l'accesso all'energia, anche come bene condiviso da una comunità.
Il contrasto tra la normativa attuale e i surrichiamati precetti costituzionali merita di essere rimosso attraverso una riforma del mercato elettrico, che riconosca giuridicamente la realtà fisica ed etica della condivisione energetica locale nell'ambito della *"comunità di fatto"*, che si crea spontaneamente tra coloro che si trovano a condividere in modo involontario l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici collegati alla stessa cabina secondaria. Attraverso tale riconoscimento si centrano appieno le finalità economiche, sociali e ambientali alla cui realizzazione tendono i già detti precetti costituzionali, in quanto si attuano le esigenze legate alla transizione green, allo sviluppo sostenibile, alla riduzione del prezzo dell'energia autoprodotta rispetto a quella acquisita dalla rete nazionale (essendone esclusi oneri di sistema e margini di profitto delle utilities) insieme a quelle sociali di inclusione e di contrasto alla povertà energetica.

Poiché le cabine secondarie funzionano come comunità energetiche di fatto e sono una realtà fisica e statistica che riguarda tutti gli utenti collegati alla rete elettrica italiana, tranne una minoranza di grandi imprese che prelevano energia dalla media e alta tensione, la auspicata riforma restituisce sovranità alla stragrande maggioranza della popolazione.

Dati di Contesto:

- **Secondo il rapporto TERNA 2023**, in Italia ci sono circa 2.500 cabine primarie che trasformano l'alta tensione (AT) in Media Tensione (MT) e a caduta circa 450.000 cabine secondarie che trasformano la media tensione (MT) in bassa tensione (BT). Queste cabine sono cruciali per la distribuzione di energia in maniera radiale dall'alta tensione – dove immettono energia tutte le grandi centrali – verso la bassa tensione, alla quale è collegata la totalità degli oltre 36 milioni di utenti. L'energia prodotta localmente, ad esempio da impianti fotovoltaici su case o edifici industriali, viene consumata collettivamente da tutti gli utenti collegati sotto ad ognuna delle cabine secondarie, che agiscono come comunità energetiche naturali.

- **Circa il 94% degli impianti fotovoltaici in Italia**, ovvero più di 2 milioni di impianti alla fine del 2025 (fonte: dati GSE), è collegato alla rete di bassa tensione con una potenza media per ogni impianto inferiore ai 200 kW cioè una media di circa 4 impianti per ogni cabina secondaria. Questi impianti giocano un ruolo chiave nella produzione di energia rinnovabile e sono direttamente collegati ai consumatori locali attraverso le cabine secondarie.
  L'energia immessa nella rete sotto una cabina secondaria viene condivisa tra tutti gli utenti connessi a quella cabina, senza un percorso definito tra produttore e consumatore, fino a che la rete di bassa tensione non è a saturazione. In caso di saturazione di rete, cioè di eccedenze rispetto al consumo, si verifica un'"inversione di flusso" della cabina secondaria stessa, dove l'energia passa dalla bassa alla media tensione, alimentando ulteriori utenti. Se anche la rete di media tensione diviene satura, questa inversione di flusso può spingersi fino alla cabina primaria, alimentando la rete di alta tensione.

- **L'energia prodotta da questi impianti è, quindi, condivisa tra gli utenti sotto la stessa cabina secondaria, mentre lo è solo parzialmente** per le circa 100.000 grandi aziende collegate alla media tensione: la condivisione, infatti, è presente solo quando o le cabine secondarie vanno in inversione di flusso oppure quando queste grandi aziende hanno impianti che immettono energia nella rete di media tensione sotto la stessa cabina primaria. Questa condivisione crea una situazione di autoconsumo collettivo non riconosciuta dalla normativa attuale, che si basa ancora su un modello centralizzato di distribuzione dall'alta tensione, come se l'energia elettrica fosse tuttora prodotta esclusivamente da grandi centrali e immessa nella rete di alta tensione come energia all'ingrosso, ivi inclusa quella prodotta e immessa dai piccoli impianti in bassa tensione, che la condividono in prossimità per legge fisica.

-2-
Contraddizione Normativa

La Legge 8/2020 ha introdotto il riconoscimento dell'autoconsumo collettivo attraverso le Comunità Energetiche, stabilendo un rimborso per ogni kWh scambiato tra i membri di queste comunità – come espresso nell'articolo 3, comma 2, lettera g) del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) n. 414 del 7 dicembre 2023 – nelle percentuali stabilite nell'Appendice B dell'Allegato 1 *"Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR"* al D.D. del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 23 febbraio 2024, n. 22. Questa premialità, quindi, va a compensare l'energia autoconsumata collettivamente, ma acquistata dai consumatori a prezzo di mercato dai fornitori, solo se fanno parte di una configurazione di comunità energetica rinnovabile come previsto da normativa. Tuttavia, questo rimborso – noto come Tariffa Incentivante Premiante – è finanziato dagli stessi utenti tramite un contributo forzoso incluso negli Oneri di Sistema di ogni bolletta. Sebbene lo Stato riconosca l'autoconsumo collettivo, il meccanismo di rimborso per l'energia condivisa presenta diverse criticità:

- **Remunerazione non giustificata:** nel modello italiano di comunità energetica, ogni utente deve comunque avere un fornitore di energia. Questo fornitore riceve un pagamento per l'energia condivisa, anche se non ha partecipato né alla produzione né al trasporto di quell'energia, e non ha svolto un ruolo di intermediazione tra produttore e consumatore.

- **Rimborso non equo:** il rimborso è concesso solo agli utenti che si organizzano in entità giuridiche come associazioni o cooperative, escludendo così tutti gli altri utenti che partecipano all'autoconsumo collettivo in modo informale. Questa situazione crea delle disuguaglianze, poiché tutti gli utenti connessi a una cabina secondaria (o primaria) partecipano fisicamente all'autoconsumo collettivo, ma solo alcuni beneficiano del rimborso.

- **Aumento dei costi energetici:** il rimborso, finanziato attraverso gli Oneri di Sistema, non riduce i costi complessivi dell'energia, ma li aumenta. L'energia condivisa viene pagata due volte: una volta al fornitore (anche se ingiustificatamente) e un'altra attraverso gli oneri di sistema. Questo meccanismo non favorisce il risparmio reale ma, anzi, incrementa i costi energetici, anche e soprattutto per chi non fa parte di una comunità energetica formalmente riconosciuta, sebbene partecipi già all'autoconsumo collettivo di fatto senza esserne consapevole e/o sia impossibilitato a farlo secondo quanto previsto dalla normativa. Questo impedisce di perseguire l'obiettivo di promuovere le energie rinnovabili e l'efficienza energetica attraverso meccanismi perequativi.

- **Riforma inadeguata** dei meccanismi economici per lo scambio di energia elettrica: Sebbene la legge riconosca l'autoconsumo collettivo, non adegua i meccanismi economici a questa realtà, creando un sistema che non valorizza pienamente la produzione e il consumo locale di energia rinnovabile e non riflette le dinamiche reali di condivisione dell'energia a livello locale.

-3-

Il paradosso del trattamento fiscale dell'energia condivisa nel meccanismo del Ritiro Dedicato (RID)

Un esempio emblematico di come l'attuale normativa tratti l'energia condivisa sotto una cabina secondaria come se fosse una vendita è rappresentato dal meccanismo del Ritiro Dedicato (RID) gestito dal GSE.

Secondo la normativa fiscale vigente:

- Gli **incentivi del Conto Energia** non sono considerati reddito e **non vanno dichiarati**.
- Il **contributo di Scambio sul Posto (SSP)** non è considerato reddito, ma la **liquidazione delle eccedenze** deve essere dichiarata come "altri redditi".
- Al contrario, nel caso del **Ritiro Dedicato**, tutta l'energia immessa viene considerata come **venduta** e la relativa remunerazione deve essere dichiarata come reddito, anche da soggetti non imprenditori.

Questo approccio genera un **paradosso evidente**: l'energia che viene **condivisa naturalmente** sotto la cabina secondaria — senza possibilità di scelta da parte del produttore o del consumatore, e senza accesso reale alla rete ad alta tensione — viene trattata dalla legge come se fosse un'operazione commerciale volontaria e tassabile.

Attraverso il RID:

- lo Stato si comporta da **acquirente unico**,
- il GSE **ritira virtualmente** l'energia condivisa,
- la trasforma in ***commodity* da vendere all'ingrosso sul mercato elettrico**,
- e la considera **reddito da tassare**, tagliando fuori sia il valore mutualistico che i reali benefici per produttori e consumatori locali.

Questa impostazione fiscale, nata per semplificare il conferimento di energia al mercato libero, finisce per ostacolare la valorizzazione della condivisione energetica come atto mutualistico all'interno della comunità locale.

Le criticità descritte configurano una contraddizione normativa rispetto al riconoscimento dell'autoconsumo collettivo come bene di una comunità. L'energia prodotta e condivisa nelle comunità energetiche al di sotto delle cabine secondarie e primarie viene, infatti, utilizzata collettivamente per soddisfare bisogni energetici locali, senza necessità di intermediazione commerciale. Di conseguenza, risulta inappropriato trattare questa energia come un prodotto commerciale soggetto ai tradizionali meccanismi di vendita e distribuzione.
Su questa base, il fenomeno dell'energia condivisa sotto le cabine secondarie non può più essere governato esclusivamente tramite la logica del "mercato elettrico", ma deve essere ricondotto a un concetto di sistema elettrico di prossimità, orientato alla tutela di un *"bene di autoconsumo collettivo"*, il cui confine fisico coincide con la rete di bassa tensione sottesa a ciascuna cabina secondaria.

Inoltre, l'attuale meccanismo di rimborsi e prelievi collegato alle comunità energetiche determina un trattamento differenziato - e quindi discriminatorio, in violazione dei principi costituzionali richiamati - tra:

- utenti soci delle CER
- e utenti non soci, che sono connessi alla medesima cabina secondaria e condividono di fatto la stessa energia come bene delle comunità di cui fanno fisicamente parte.



-4-

Ulteriori contraddizioni: il Prezzo Minimo Garantito e il Contratto per Differenza sono due strumenti divergenti che penalizzano la condivisione

Nell'attuale assetto del mercato elettrico italiano esistono due strumenti principali per la tutela dei produttori di energia rinnovabile: il Prezzo Minimo Garantito (PMG) e il Contratto per Differenza (CfD). Entrambi mirano a garantire una stabilità economica agli investitori, ma hanno impatti profondamente diversi sul sistema, specialmente in relazione al ruolo delle comunità energetiche di fatto.

Il PMG è definito annualmente da ARERA (l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) ed è destinato agli impianti con produzioni fino a 1.500.000 kWh/anno generalmente sotto i 1000 kW, che accedono automaticamente a una tariffa minima per ogni kWh immesso in rete (ad esempio, 46 €/MWh nel 2025 per il fotovoltaico ai sensi della delibera 280/07). Questo meccanismo, gestito dal GSE, funziona come una forma di tutela per chi non partecipa attivamente alla borsa elettrica.
Tuttavia, non è indicizzato all'effettivo valore dell'energia condivisa né alla sua localizzazione. Inoltre, gli importi percepiti sono tassabili, poiché considerati come reddito da vendita, e non tengono conto del fatto che l'energia viene effettivamente consumata *in loco*, sotto la stessa cabina secondaria, contribuendo al bilanciamento locale del sistema.

I CfD, invece, sono riservati a grandi impianti (utility-scale), e garantiscono un prezzo fisso, stabilito tramite aste, che può arrivare anche oltre i 70–90 €/MWh. Se il prezzo di mercato (PUN) scende sotto questo valore, la differenza viene pagata al produttore tramite fondi derivanti dalle bollette elettriche (principalmente tramite gli oneri di sistema). Al contrario, se il PUN è più alto, il produttore deve restituire la differenza allo Stato. Questo meccanismo, pur vantaggioso per la finanza e per i grandi investitori, sottrae risorse dalla fiscalità energetica per garantire un prezzo fisso a soggetti che non necessariamente contribuiscono alla resilienza locale del sistema.

Il paradosso è evidente: mentre il piccolo impianto domestico – nel condividere fisicamente la sua energia con i vicini sotto la cabina secondaria – contribuisce alla stabilità e all'efficienza della rete locale, ricevendo un compenso minimo e senza paracadute in caso di crollo del PUN (ovvero quel minimo che non garantisce l'investimento ed è soggetto a ulteriore tassazione), il grande investitore è, invece, protetto da un CfD, che annulla il rischio di mercato, in quanto egli stesso lo negozia con lo Stato, il quale lo compensa con risorse pubbliche sottratte nelle bollette elettriche tramite gli oneri di sistema, pur producendo energia che spesso viene consumata su scala locale e della quale non beneficiano direttamente le comunità locali, che sono gravate dagli impianti.
Questi meccanismi, invece, di favorire la produzione diffusa e la condivisione dell'energia, consolidano una logica centralizzata e speculativa: il mercato elettrico ne risulta distorto e non rispecchia più le normali dinamiche di domanda e offerta, a danno dell'utente finale, ridotto a semplice spettatore e finanziatore.

-5-

La Delibera ARERA n. 385/2025/R/EEL: un punto di svolta del mercato elettrico

La Delibera ARERA n. 385/2025, entrata in vigore il 5 agosto 2025, aggiorna l'Allegato A.72 del Codice di Rete di Terna, introducendo nuovi obblighi per garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale in presenza della crescente produzione da fonti rinnovabili.

Le principali novità riguardano:

- Abolizione della modalità GDPRO:
  i produttori non possono più effettuare manualmente la riduzione della potenza degli impianti in caso di emergenza: il sistema richiede interventi più tempestivi.
- Obbligo di installare un Controllore Centrale di Impianto (CCI):
  per tutti gli impianti da ≥ 100 kW è obbligatorio il CCI, conforme alla normativa CEI 016, per consentire una gestione automatizzata come "generatore equivalente".
- Introduzione della funzione PF2 (Limitazione della potenza attiva su comando esterno):
  tutti gli impianti dovranno poter ridurre la potenza attiva su comando del distributore o di Terna.
- Sanzioni e sospensione degli incentivi:
  se gli impianti non si adeguano entro le scadenze stabilite, il GSE può sospendere l'erogazione degli incentivi o della valorizzazione dell'energia immessa.
- Scadenze degli adeguamenti:
  - Impianti ≥ 1 MW: entro febbraio 2026
  - Impianti da 500 kW a 1 MW: entro febbraio 2027
  - Impianti tra 100 kW e 500 kW: entro marzo 2027

La Delibera n. 385/2025, concentrandosi sugli aspetti tecnici e di sicurezza del sistema elettrico, non affronta direttamente la questione della valorizzazione dell'energia condivisa o il riconoscimento delle comunità energetiche come sistema di prossimità.

La delibera introduce tecnicamente la novità che tutti gli impianti sopra i 100 kW dovranno dotarsi di un **Controllore Centrale di Impianto (CCI)** e della funzione **PF2**, cioè la **limitazione della potenza attiva** su comando da remoto.

Questo significa che, in caso di sovraccarico o saturazione della rete, **gli impianti verranno tagliati automaticamente** nella loro capacità di immettere energia, senza alcuna contrattazione o compensazione proporzionata.



Le conseguenze operative e strategiche sono:

- **penalizzazione degli impianti sopra i 100 kW**, in quanto le comunità energetiche che fanno leva su un **grande impianto "padre"** potrebbero vedere **ridotta** la quantità di energia effettivamente condivisa in rete in momenti di saturazione, per cui meno energia condivisa, **meno incentivo GSE** e minore efficienza economica del progetto.
- **vantaggio competitivo per impianti < 100 kW**, in quanto gli impianti sotto la soglia dei 100 kW:
  - non hanno obbligo di PF2 o CCI (almeno **fino a nuove future delibere**);
  - sono **collegati direttamente in bassa tensione**, a distanza "fisica" dal congestionamento delle reti MT/AT;
  - **generano energia là dove serve**, riducendo il carico sulla rete, e **possono essere privilegiati in futuro da logiche di gestione locale e resiliente.**

Occorre, quindi, riconoscere il ruolo degli **impianti <100 kW** nelle strategie di condivisione come **"rete di resilienza locale"** e, quindi, il sistema elettrico deve proporre un modello che dia **priorità o garanzie di continuità** per questi impianti nelle logiche di dispacciamento.

La Delibera, tuttavia, rappresenta un punto di riferimento per:

- dimostrare la crescente complessità del sistema elettrico, che richiede strumenti tecnologici anche a livello distribuito;
- evidenziare la necessità di una governance automatizzata per sistemi che vogliono abilitare un consumo e una produzione locale coordinata;
- sostenere la proposta di legge che riconosca l'energia condivisa come bene comune, con regole tecniche e incentivi integrati.

Infine, la Delibera ARERA n. 385/2025 evidenzia come il sistema elettrico italiano stia evolvendo verso una rete sempre più *smart*, dove gli impianti distribuiti devono rispondere a comandi remoti per garantire la stabilità. È, quindi, quanto mai opportuno che il riconoscimento dell'energia condivisa includa strumenti di *governance* automatica e criteri tecnici sanciti per rendere effettivo e trasparente il suo valore come bene comune.

-6-

Le UVAM come evoluzione naturale delle comunità energetiche di fatto

L'evoluzione del sistema elettrico europeo e italiano mostra una crescente integrazione tra:

- produzione distribuita,
- accumulo,
- domanda flessibile,
- servizi di rete
- e gestione locale dell'energia.

Questa trasformazione è stata accelerata:

- dalla diffusione delle fonti rinnovabili,
- dallo sviluppo delle tecnologie digitali,
- dall'introduzione delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM),
- dalla Delibera ARERA n. 385/2025
- e più recentemente dalla Raccomandazione (UE) 2026/1007 sullo sviluppo delle comunità dell'energia e della condivisione dell'energia.

Le UVAM rappresentano oggi uno strumento fondamentale per aggregare:

- impianti di produzione,
- sistemi di accumulo,
- carichi flessibili,
- domanda modulabile,
  con l'obiettivo di fornire servizi al sistema elettrico e al mercato del dispacciamento.

Il modello UVAM attuale segue, però, prevalentemente una logica:

- centralizzata,
- virtuale,
- orientata prioritariamente a soddisfare i bisogni del sistema elettrico nazionale.

L'aggregazione delle risorse avviene infatti su base geografica ampia, senza un esplicito riconoscimento del livello territoriale della rete locale.
La progressiva evoluzione del quadro europeo sta però introducendo una prospettiva differente.
La Raccomandazione (UE) 2026/1007 richiama, infatti:

- il ruolo della flessibilità locale,
- l'integrazione delle reti di distribuzione,
- la valorizzazione dell'autoconsumo collettivo,
- lo sviluppo di mercati locali dell'energia
- e la necessità di valutare: "il potenziale di flessibilità della condivisione dell'energia a livello locale, in linea con la topologia della rete".

Questa evoluzione normativa europea è particolarmente rilevante perché introduce un principio coerente con la struttura fisica della rete:

la flessibilità e la condivisione dell'energia devono essere valorizzate anche a livello territoriale e distributivo.
In questo contesto, le comunità energetiche di fatto sottese alle cabine secondarie possono essere interpretate come una naturale evoluzione territoriale del modello UVAM.
Ogni cabina secondaria rappresenta, infatti, già oggi un nodo fisico nel quale:

- si concentrano produzione distribuita da fonti rinnovabili,
- si realizza autoconsumo collettivo locale,
- si sviluppano capacità di accumulo,
- si genera flessibilità distribuita
- e si produce un'interazione diretta tra domanda e produzione.

L'introduzione di sistemi di accumulo a livello di cabina secondaria consente di trasformare tale nodo in una vera e propria unità integrata di:

- produzione,
- consumo,
- accumulo,
- gestione della domanda,
- servizi di flessibilità,
- e ottimizzazione locale dei flussi energetici.

In questa configurazione, la cabina secondaria può essere assimilata a una UVAM territoriale e fisica, con una differenza sostanziale rispetto al modello attuale: la priorità operativa non è più esclusivamente il servizio al sistema elettrico nazionale, ma l'ottimizzazione energetica locale e la valorizzazione dell'autoconsumo collettivo di prossimità.
Solo la capacità residua:

- di energia,
- accumulo
- e flessibilità

viene successivamente resa disponibile al sistema elettrico più ampio, contribuendo:

- al bilanciamento della rete di distribuzione,
- alla riduzione delle congestioni,
- alla gestione dei picchi
- e, ove necessario, al supporto della rete di media tensione e del mercato del dispacciamento.

Questa evoluzione consentirebbe:

- una maggiore efficienza complessiva del sistema elettrico,
- una riduzione dei flussi energetici tra livelli di tensione,
- una minore dipendenza dai servizi centralizzati,
- una migliore resilienza delle reti locali,
- una maggiore integrazione delle energie rinnovabili
- e una valorizzazione economica dell'energia di prossimità.

Dal punto di vista regolatorio, tale modello non si pone in contrapposizione con il quadro europeo del mercato elettrico, ma ne rappresenta una possibile nuova configurazione con esso coerente, in quanto:

- le UVAM continuano a operare come strumenti di mercato;
- le comunità energetiche territoriali introducono invece un livello locale di gestione energetica e di flessibilità.

Il sistema elettrico evolve così verso una architettura multilivello:

- il livello locale (cabina secondaria) ottimizza autoconsumo, accumulo e domanda;
- il livello di distribuzione coordina la flessibilità territoriale;
- il livello di trasmissione mantiene l'equilibrio complessivo del sistema elettrico nazionale.

In questa prospettiva, le comunità energetiche di fatto possono essere riconosciute come il primo livello operativo della nuova architettura energetica europea, quale punto di raccordo naturale tra:

- autoconsumo collettivo,
- flessibilità locale,
- mercati dell'energia
- e gestione intelligente della rete di distribuzione.



-7-

Criticità dello scorporo in bolletta nel nuovo schema di decreto e incoerenza col principio dell'energia condivisa come *"bene di autoconsumo collettivo"*

La Legge 22 aprile 2021, n. 53, recante delega al Governo per il recepimento della Direttiva RED II, aveva già indicato una chiara direzione evolutiva del sistema energetico italiano:

- promuovere l'autoconsumo collettivo;
- valorizzare l'energia condivisa localmente;
- ridurre l'utilizzo della rete nazionale;
- prevedere lo scorporo a priori dell'energia condivisa rispetto alla normale fornitura commerciale.

In particolare, l'art. 5, comma 1, lett. h), prevedeva che:
"la quota di energia condivisa, in quanto autoconsumata localmente, sia scorporata a priori e non rientri fra le voci oggetto di fornitura da parte dei venditori terzi".
Su questa base si colloca il successivo D. Lgs. n. 3/2026, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2024/1711, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione", che introduce lo scorporo in bolletta dell'energia condivisa e amplia il ruolo dei clienti attivi e delle configurazioni di autoconsumo collettivo.

Il decreto rappresenta un importante passo avanti, perché:

- rafforza il diritto alla condivisione dell'energia;
- introduce forme di sharing peer-to-peer;
- consente accordi di condivisione senza l'obbligo di costituire necessariamente una CER;
- amplia il concetto di autoconsumo collettivo a distanza;
- riconosce il diritto allo scorporo in bolletta dell'energia condivisa.

Il D. Lgs. 3/2026 amplia, infatti, significativamente il ruolo del "cliente attivo", consentendo forme di condivisione dell'energia più flessibili rispetto ai precedenti modelli:

- i Gruppi di Autoconsumo Collettivo (AUC), inizialmente limitati allo stesso edificio
- e le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), circoscritte alla stessa cabina primaria e organizzate tramite soggetti giuridici autonomi.

Il nuovo quadro normativo introduce configurazioni di condivisione più estese, basate su accordi contrattuali tra clienti attivi anche situati in luoghi differenti purché all'interno della stessa zona di mercato.
In particolare:

- l'energia può essere condivisa tra soggetti diversi senza la necessità di una CER formalmente costituita;

- la capacità degli impianti associati può raggiungere i 6 MW;
- viene riconosciuto il diritto di richiedere lo scorporo diretto in bolletta della quota di energia condivisa.
- Il sistema si evolve, quindi, verso forme più avanzate di autoconsumo collettivo e condivisione dell'energia.

Tale evoluzione è stata ulteriormente rafforzata dalla Raccomandazione (UE) 2026/1007 della Commissione Europea sul sostegno allo sviluppo delle comunità dell'energia e sulla massimizzazione del potenziale dell'autoconsumo.

La Raccomandazione sottolinea, infatti, il ruolo centrale:

- dell'autoconsumo collettivo,
- della condivisione dell'energia,
- dei clienti attivi,
- delle comunità energetiche,
- della flessibilità locale
- e dei mercati locali dell'energia.

In particolare, la Commissione Europea evidenzia che:

"la condivisione dell'energia può consentire risparmi sui costi tanto per i consumatori quanto per i sistemi energetici" e invita gli Stati membri a:

- valorizzare la condivisione locale,
- ridurre gli ostacoli amministrativi,
- sviluppare mercati locali dell'energia
- e applicare oneri di rete coerenti con la topologia della rete e con il reale utilizzo delle infrastrutture locali.

Particolarmente rilevante è il richiamo della Commissione alla necessità di:
"valutare il potenziale di flessibilità della condivisione dell'energia a livello locale, in linea con la topologia della rete", introducendo così un principio estremamente importante:
la valorizzazione economica della condivisione dell'energia deve essere coerente con la struttura fisica della rete elettrica.
Tuttavia, nonostante questa importante evoluzione normativa europea e nazionale, il modello italiano continua ancora oggi a essere fondato prevalentemente su una logica contrattuale e virtuale, più che sulla valorizzazione fisica dell'autoconsumo collettivo locale.
Come evidenziato anche da una recente nota del Politecnico di Milano (Fonte: QualEnergia), l'energia condivisa:

- continua a essere contabilizzata e valorizzata attraverso il mercato elettrico;
- i produttori continuano a immettere energia tramite GSE e RID;
- i consumatori continuano formalmente ad approvvigionarsi dal proprio fornitore;
- lo scorporo interviene successivamente come compensazione economica in bolletta.

Lo scorporo introdotto dal decreto si configura, quindi, prevalentemente come:

- uno scorporo economico,
- ma non ancora come una separazione fisica o strutturale dell'energia condivisa rispetto ai flussi del mercato all'ingrosso.

Ne deriva una evidente asimmetria:

- da un lato, l'energia condivisa continua a essere valorizzata come commodity di mercato;
- dall'altro, il relativo beneficio economico viene successivamente redistribuito tramite meccanismi compensativi in bolletta.

Questo modello rischia, quindi, di trasformare lo scorporo in una mera compensazione contabile, senza incidere realmente:

- sulla struttura del mercato elettrico,
- sulla formazione del prezzo dell'energia condivisa,
- sugli oneri di sistema,
- né sull'effettiva valorizzazione dell'autoconsumo collettivo locale.

Nei modelli fisici adottati in altri Paesi europei, come Spagna e Portogallo, la quota di energia condivisa viene, invece, separata a monte:

- non entra integralmente nei volumi della fornitura commerciale,
- gli utenti pagano soltanto l'energia residua acquistata dal mercato
- e gli oneri vengono ridotti in funzione dell'effettivo utilizzo della rete locale.

In tali modelli lo scorporo non opera come semplice compensazione economica, ma come reale separazione dell'energia condivisa rispetto al mercato all'ingrosso.
Il punto centrale è che la rete elettrica realizza già oggi forme diffuse di autoconsumo collettivo locale sotto le cabine secondarie.

L'energia immessa nella rete di bassa tensione:

- viene condivisa fisicamente tra gli utenti collegati alla stessa rete locale,
- indipendentemente dagli accordi contrattuali
- e indipendentemente dall'esistenza formale di una CER.

Per questo motivo, una riforma realmente coerente:

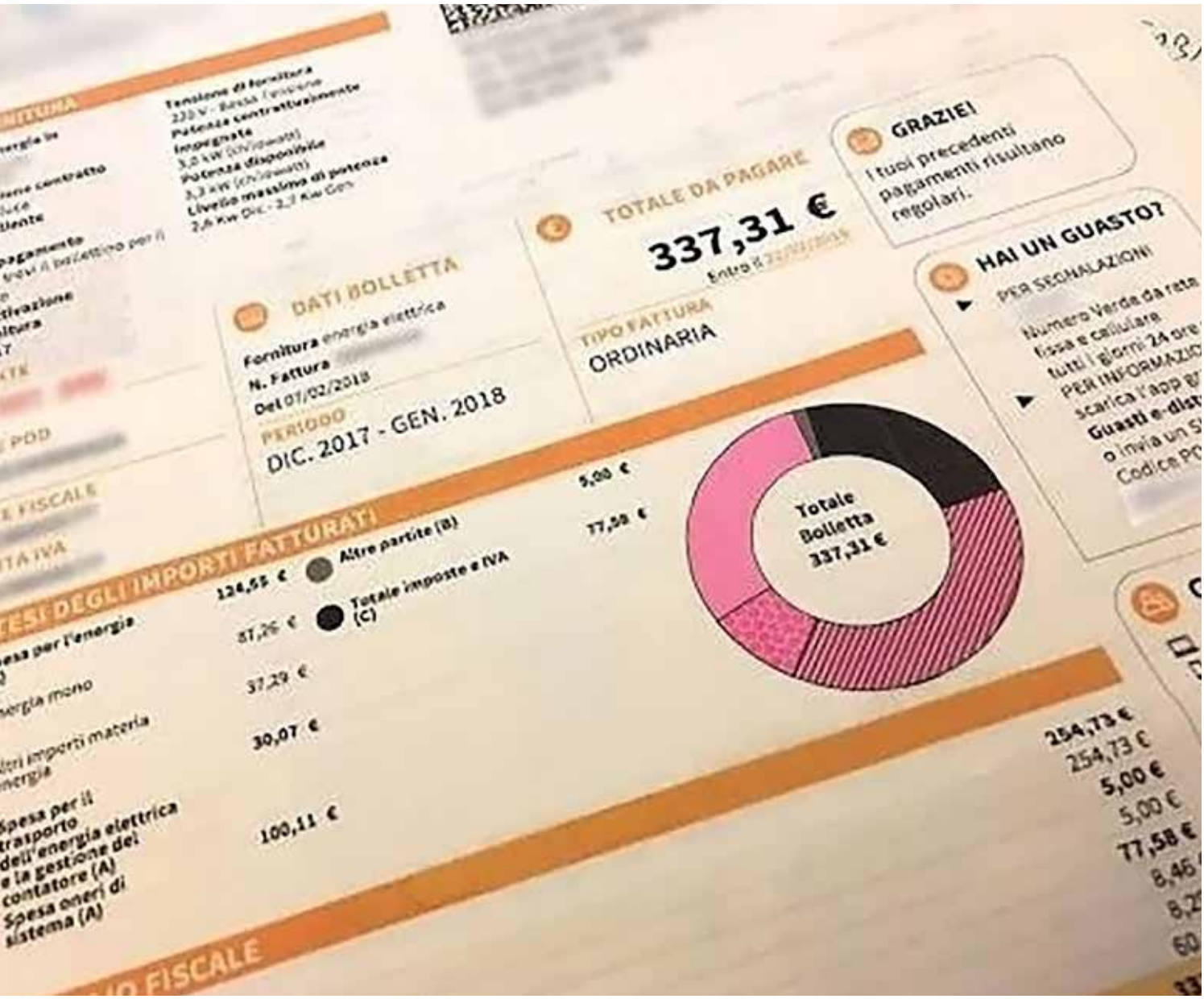
- con la Legge 53/2021,
- con l'evoluzione del mercato elettrico europeo
- e con la struttura fisica della rete;

dovrebbe:

- distinguere chiaramente l'energia condivisa localmente dall'energia acquistata sul mercato nazionale;
- riconoscere l'autoconsumo collettivo fisico generato dalla rete locale;
- prevedere una separazione ex ante dell'energia condivisa dai flussi di mercato;
- valorizzare economicamente l'energia di prossimità;
- ridurre strutturalmente oneri e inefficienze di sistema.

In questa prospettiva, insieme alle configurazioni formalmente costituite, dovrebbero essere considerate anche le comunità energetiche di fatto, ossia i sistemi locali in cui produzione e consumo coincidono fisicamente nello spazio e nel tempo.
La cabina secondaria rappresenta, infatti, la configurazione fisica naturale minima di questo autoconsumo collettivo di prossimità.

Senza questo ulteriore passaggio evolutivo, lo scorporo in bolletta rischia di rimanere prevalentemente una misura contabile, utile a migliorare la leggibilità economica per il cliente finale, ma ancora insufficiente a realizzare una trasformazione strutturale del sistema elettrico verso un modello realmente decentralizzato, efficiente e coerente con la realtà fisica della rete.



Lo scopo di questo documento

Con questo documento si propone una riforma del mercato elettrico basata su quattro interventi, volti a riconoscere e valorizzare l'energia rinnovabile condivisa a livello locale.

1. **Riconoscimento dell'energia condivisa come bene di autoconsumo collettivo**
   Ai fini economici, l'energia fotovoltaica prodotta in bassa tensione e condivisa all'interno di una comunità energetica di fatto deve essere riconosciuta come "bene di autoconsumo collettivo", con un trattamento coerente con i principi di equità e sostenibilità.

2. **Valorizzazione della materia prima (energia) all'interno della comunità**
   L'energia condivisa nelle comunità energetiche di fatto non deve essere assoggettata al mercato libero, ma tutelata con un valore regolato o indicizzato ai costi locali. Il suo prezzo dovrebbe diminuire al crescere della quota rinnovabile nella rete locale. La componente "materia prima" va corrisposta dai consumatori della comunità ai produttori della stessa, riducendo gli eccessi di produzione e i costi nelle aree a maggiore penetrazione di rinnovabili. Questo modello di sistema elettrico contribuisce ad evitare eccessi di produzione e riduce i costi dell'energia nelle aree con una maggiore presenza di energie rinnovabili.

3. **Esenzione da oneri di sistema e accise per l'energia condivisa**
   Per l'energia prodotta e consumata collettivamente all'interno della comunità energetica di fatto va prevista l'esenzione da oneri di sistema e accise, poiché si tratta di energia rinnovabile condivisa localmente senza utilizzo della rete di trasmissione nazionale.

4. **Riduzione dei costi di trasporto per l'energia a "chilometro zero"**
   Per l'energia prodotta e consumata localmente i costi di trasporto devono essere ridotti in modo significativo e dovrà tenersi conto soltanto dei costi di manutenzione delle reti locali e riconoscere il beneficio della produzione a "chilometro zero".



-9-

Proposta di Riforma della Bolletta Elettrica

Per quanto già riferito, si propone di modificare anche la struttura della bolletta elettrica, per renderla più aderente alla natura e alla provenienza dell'energia consumata. A tal fine, la bolletta dovrebbe essere articolata in due distinte voci di spesa:

1. **Energia Condivisa come Bene di Autoconsumo Collettivo**: la prima voce di spesa dovrebbe riguardare l'energia prodotta e consumata collettivamente all'interno delle comunità energetiche di fatto sotto la cabina secondaria. Trattandosi di una energia rinnovabile e condivisa localmente, dovrebbe essere riconosciuta come "bene di autoconsumo collettivo" e, di conseguenza, tutelata. Per questa componente, si propone l'esenzione dagli oneri di sistema e dalle accise, al fine di promuovere la sostenibilità ambientale, l'autosufficienza energetica e l'equità sociale. Il costo dell'energia condivisa dovrà, quindi, basarsi su tariffe regolamentate, che riflettano esclusivamente i costi effettivi di produzione e di manutenzione delle infrastrutture locali per la distribuzione dell'energia. L'energia condivisa non può essere soggetta a oneri di dispacciamento, in quanto si viene a perdere per natura o legge fisica il collegamento bilaterale tra produttore e consumatore. L'energia condivisa, infatti, non può fisicamente essere ritirata e neppure consegnata e, perciò, non può essere pienamente trattata secondo le logiche del mercato elettrico all'ingrosso, ma deve essere ricondotta a un sistema elettrico di prossimità.

2. **Energia derivante dalla media tensione**: la seconda voce di spesa dovrebbe riguardare l'energia acquistata dalle grandi centrali di produzione, distribuita attraverso la rete di alta o media tensione. Questa energia rimarrebbe assoggettata ai meccanismi di scambio attuali in attesa di una riforma complessiva.

Questa struttura duale della bolletta, da un lato, garantirebbe una maggiore trasparenza e una più equa ripartizione dei costi energetici e, dall'altro, introdurrebbe il riconoscimento della comunità energetica di fatto e promuoverebbe la partecipazione attiva dei cittadini nella transizione energetica.



-10-

Esempio spagnolo: l'energia elettrica come bene condiviso nei gruppi di autoconsumo collettivo.

In Spagna, la normativa consente a più utenti (prosumer) di condividere l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico comune, anche a distanza, purché siano collegati alla stessa rete di bassa tensione e si trovino entro un raggio massimo di circa 2.000 metri. Questo modello, denominato autoconsumo collettivo a distanza (autoconsumo colectivo), è regolato dal Real Decreto n. 244/2019 e successive integrazioni.

Esempio pratico
Supponiamo che 10 famiglie realizzino congiuntamente un impianto fotovoltaico da 30 kW, situato entro 2 km dalle loro abitazioni, che produce circa 36.000 kWh all'anno.
L'energia prodotta viene immessa nella rete locale.
Ogni famiglia ha diritto a una quota dell'energia prodotta (in base agli accordi tra i partecipanti).

La quota di energia autoconsumata in tempo reale viene direttamente sottratta dalla bolletta di ciascun partecipante.
In questo modo, i partecipanti si configurano come autoconsumatori collettivi, che beneficiano direttamente dell'energia prodotta, senza doverla acquistare dal mercato.

Come funziona economicamente il modello spagnolo

Il sistema è gestito dai fornitori di energia (*comercializadoras*), che:

- ricevono i dati di produzione e consumo dal distributore (DSO);
- calcolano la quota di energia condivisa;
- **fatturano al cliente solo l'energia residu**a, non coperta dalla produzione condivisa.

La quota di energia condivisa:

- **non è interamente valorizzata nel mercato elettrico all'ingrosso**;
- **non è soggetta agli oneri di sistema né alle accise**;
- riduce direttamente il costo finale in bolletta.

I gruppi di autoconsumo collettivo si configurano, quindi, come una forma di **comunità energetica di fatto**, in cui:

- il valore dell'energia resta nel territorio;
- i benefici economici sono distribuiti tra i partecipanti;
- il prezzo finale dell'energia si riduce significativamente (*in molti casi fino a circa 0,13 €/kWh*).

Questo modello dimostra che:

- l'energia condivisa può essere riconosciuta giuridicamente come bene di autoconsumo collettivo;
- non è necessario costituire formalmente una CER per godere dei benefici della condivisione, ma basta essere proprietari dello stesso impianto, di cui si vuole condividere l'energia prodotta e immessa in rete;
- il mercato può essere bypassato in presenza di una misurazione fisica certificata della condivisione;
- i fornitori svolgono un ruolo di facilitatori, non di intermediari commerciali, favorendo la mutualità locale;
- le comunità di fatto contribuiscono a ridurre la pressione sulla rete e i costi in bolletta, senza ricorrere a incentivi pubblici onerosi.

Il limite del modello spagnolo è che non può essere esteso a tutti i *prosumer* e *consumer* collegati allo stesso ramo di rete elettrica in bassa tensione, ma riguarda solo gruppi di soggetti che siano proprietari di un impianto fotovoltaico.



-11-

Proposta di riforma del mercato elettrico italiano nell'inquadramento europeo del Mercato Elettrico (EMD)

Si propone che il sistema elettrico italiano adotti un modello simile a quello spagnolo, che non sia limitato a gruppi di proprietari di impianti fotovoltaici, ma esteso a tutti i produttori e consumatori collegati alla stessa cabina secondaria, che si configura di *default* come una comunità energetica di fatto.

La presente proposta di riforma si colloca pienamente nel percorso avviato dall'Unione Europea con il nuovo *Electricity Market Design* (EMD), che riconosce la necessità di rendere i mercati elettrici più resilienti, stabili e orientati alla generazione rinnovabile distribuita, approvato dall'UE nel 2023–2024 e recepito nell'ordinamento italiano con più provvedimenti attuativi, tra cui da ultimo il D. Lgs. n. 3 del 7.1.2026. L'EMD introduce strumenti come i contratti a lungo termine (CfD e PPA), meccanismi di protezione dei consumatori dalla volatilità del gas e sistemi di flessibilità di rete che valorizzano la produzione locale. Tuttavia, pur rappresentando un passo avanti verso un sistema più sostenibile, l'EMD mantiene una struttura fondata su un mercato centralizzato, che non coglie appieno la realtà fisica dell'energia condivisa nei territori, in particolare nella rete di bassa tensione.

È proprio in questo spazio — sotto le cabine secondarie e primarie — che **l'Italia presenta una specificità strutturale: oltre 94% degli impianti fotovoltaici è già connesso in bassa tensione e condivide inevitabilmente l'energia prodotta con gli utenti locali**. Questo fenomeno, descritto dal Position Paper, non rientra in modo compiuto nell'attuale EMD europeo, che continua a considerare tale energia come *commodity* soggetta a mercato, pur essendo — per legge fisica — un bene condiviso e di prossimità.
L'Italia ha, quindi, l'opportunità di anticipare un'evoluzione futura del *design* europeo, riconoscendo la dimensione locale dell'energia condivisa come "*bene di autoconsumo collettivo*" e tenendo distinti il mercato elettrico nazionale e il sistema elettrico di prossimità.
Un adeguamento nazionale in questa direzione sarebbe perfettamente compatibile con l'EMD, rafforzerebbe la resilienza del sistema, ridurrebbe i costi per famiglie e imprese e offrirebbe ai cittadini una nuova tutela energetica fondata sull'autoconsumo collettivo fisicamente certificato.



-12-

Simulazione del costo dell'energia condivisa quale bene di autoconsumo collettivo.

Al fine di rendere operativa e comprensibile la proposta di riconoscimento dell'energia condivisa come bene di autoconsumo collettivo, è possibile ipotizzare una struttura fiscale e tariffaria distinta per la quota di energia prodotta e consumata localmente in bassa tensione sotto una qualsiasi cabina secondaria, quale comunità energetica di fatto.

Al fine di una simulazione economica del kWh condiviso nell'ambito di una comunità energetica di fatto si ipotizza che:

- **Quota fissa per vendita energia**: 12,4 euro/mese;
- **Quota fissa per potenza impegnata**: 2 euro/kW/mese;
- il **costo mutualistico dell'energia condivisa**, riconosciuto ai prosumer di una qualsiasi comunità energetica di fatto da parte di ARERA, sia pari a **0,085 €/kWh** (valore coerente con i costi medi di produzione del fotovoltaico di potenza inferiore a 200 kWp);
- il **costo del servizio di rete locale**, **misura e gestione del contatore** sia compreso tra **0,027 €/kWh**, riflettendo esclusivamente l'utilizzo della rete di bassa tensione e dei sistemi di contabilizzazione;
- la **quota mutualistica** non sia soggetta a IVA, in quanto configurata come contributo per l'energia condivisa internamente in quanto bene essenziale di una comunità energetica di fatto;
- la **quota servizio**, essendo un corrispettivo per un servizio tecnico, sia soggetta a IVA (10% o 22% a seconda del regime applicabile).

Confronto con il prezzo attuale per una famiglia media

- Consumo annuo: 3.600 kWh
- Potenza impegnata: 3 kW
- Energia condivisa annuale: 1.200 kWh



Componente	Modello attuale (bolletta piena)	Modello proposto (energia condivisa)
Materia energia	3600 kWh x 0,158 €/kWh = 569 €	(1200 kWh x 0,085 €/kWh) + (2400 kWh x 0,158 €/kWh) = 481 €
Rete + misura + dispacciamento	3600 kWh x 0,055 €/kWh = 198 €	(1200 kWh x 0,027 €/kWh) + (2400 kWh x 0,055 €/kWh) = 164 €
Oneri di sistema + accise	3600 kWh x 0,030 €/kWh = 108 €	(2400 kWh x 0,030 €/kWh) = 72 €
Quota fissa + potenza	148 €	148 €
Accise	3600 kWh x 0,023 €/kWh = 83 €	(1200 kWh x 0 €/kWh) + (2400 kWh x 0,023 €/kWh) = 55 €
IVA (10%)	111 €	82 € (escluso energia condivisa)
TOTALE	**1217 €**	**900 €**

Giustificazione fiscale

Tale differente articolazione dei costi è coerente con l'attuale ordinamento fiscale, che già distingue tra diverse tipologie di utilizzo dell'energia elettrica, applicando:

- aliquote IVA ridotte per gli usi domestici (bene essenziale);
- trattamenti differenziati per attività con finalità sociali o mutualistiche.

In questo contesto:

- **la quota mutualistica dell'energia condivisa** può essere qualificata come contributo per un bene essenziale interno ad una comunità energetica di fatto, finalizzato alla copertura dei costi di produzione e non configurabile come cessione commerciale;
- **la quota servizio** resta, invece, assoggettata a IVA, in quanto remunerazione delle attività di rete, misura e gestione.

Implicazioni sistemiche

Questo modello di costi differenziati consente di:

- riconoscere economicamente il valore dell'energia prodotta e fisicamente disponibile nella comunità di fatto;
- eliminare i sistemi di incentivazione;
- ridurre strutturalmente il costo dell'energia per famiglie e PMI;
- mantenere l'equilibrio del sistema elettrico, limitando l'esenzione fiscale alla sola quota di energia che non utilizza la rete di trasmissione nazionale.

Il prezzo finale dell'energia condivisa può, quindi, essere espresso come:

Prezzo kWh condiviso = quota mutualistica locale + costo servizio rete locale (+ IVA solo su quest'ultima)

Questa diversa suddivisione dei costi rappresenta una soluzione fiscalmente sostenibile, tecnicamente coerente con il funzionamento della rete elettrica e compatibile con i principi europei in materia di mercato e fiscalità energetica.

-13-

Integrazione della simulazione con sistemi di accumulo di comunità.

Al fine di rendere il modello di energia condivisa ulteriormente efficiente e stabile, è opportuno considerare l'integrazione di sistemi di accumulo elettrochimico a livello di cabina secondaria, configurabili come infrastrutture di comunità a servizio della rete di bassa tensione.

Nel modello proposto, il sistema di accumulo di comunità non altera la natura dell'energia condivisa, ma ne estende la disponibilità nel tempo.
Il sistema di accumulo opera come un soggetto energetico attivo, assumendo una doppia funzione:

- **come utente (*consumer*)** quando assorbe energia:
  - dalla rete di bassa tensione, al prezzo dell'energia condivisa locale;
  - dalla rete di media tensione, al prezzo di mercato;
- **come produttore (*prosumer*)** quando immette energia:
  - verso la comunità, al prezzo regolato dell'energia condivisa;
  - verso la rete di media tensione, al prezzo di mercato.

In questo modo, l'energia condivisa mantiene un prezzo stabile e indipendente dalla variabilità del mercato elettrico, al di là del fatto che provenga direttamente da impianti rinnovabili o da sistemi di accumulo.

L'introduzione di un sistema di accumulo a livello di cabina secondaria consente di far evolvere il modello di energia condivisa da una logica di autoconsumo istantaneo a una forma di **autoconsumo collettivo differito**, in cui l'energia prodotta localmente può essere utilizzata anche nelle ore successive.

In questo scenario, la bolletta di comunità può essere articolata in tre componenti principali:

- **energia condivisa di comunità**, remunerata ai prosumer locali;
- **servizio di rete locale e misura**, relativo all'utilizzo della rete di bassa tensione e dei sistemi di contabilizzazione;
- **servizio di flessibilità/accumulo**, contributo per la disponibilità del sistema di accumulo, finalizzato a coprire CAPEX e OPEX.

Il costo del sistema di accumulo non viene trasferito sul prezzo dell'energia, ma è coperto attraverso una componente separata in bolletta, configurata come: **contributo per il servizio di flessibilità e accumulo di comunità**

Tale contributo:

- è definito su base fissa;
- è articolato per fasce di consumo;
- remunera gli investimenti e la gestione dei sistemi di accumulo.

La gestione operativa dei sistemi di accumulo può essere affidata a operatori qualificati (ESCo o aggregatori), selezionati tramite meccanismi competitivi, mentre il DSO mantiene il ruolo di coordinamento tecnico e di sicurezza della rete.

In questo contesto, le cabine secondarie evolvono in nodi locali di flessibilità, integrabili nel modello UVAM e nel mercato dei servizi di dispacciamento, con priorità al soddisfacimento del fabbisogno energetico della comunità.

Si consideri, a titolo esemplificativo, l'installazione presso una cabina secondaria di un sistema di accumulo con le seguenti caratteristiche:

- potenza: 1 MW
- capacità: 4.000 kWh

Considerando un ciclo giornaliero completo, si può stimare una capacità complessiva di gestione pari a circa 23 milioni di kWh lungo l'intero ciclo di vita (15–16 anni).

A fronte di un investimento iniziale pari a 1,2 milioni di euro, il costo medio di ammortamento risulta pari a circa: **0,05 €/kWh**

Tenendo conto dei costi operativi, delle perdite energetiche e del margine di gestione, il costo del servizio di accumulo può essere stimato in: **0,16 €/kWh**

Nel caso di una famiglia con un consumo annuale di energia da accumulo pari a circa 2.400 kWh, il costo annuo del servizio risulta pari a: circa 192 €/anno.

Tale sistema consente di:

- assorbire le eccedenze di produzione locale nelle ore di picco (tipicamente diurne);
- restituire energia nelle ore serali o nei momenti di maggiore domanda;
- ridurre i flussi di energia verso la rete di media tensione;
- incrementare la quota di energia condivisa all'interno della comunità energetica di fatto.

Effetto economico dei sistemi di accumulo di comunità sul prezzo del kWh

L'introduzione del sistema di accumulo consente di trasformare una quota rilevante di energia eccedente, che altrimenti verrebbe immessa verso la rete di media tensione, in energia condivisa localmente in modalità differita.
Un sistema di accumulo come quello ipotizzato potrebbe garantire circa 1,4 milioni KWh all'anno per circa 180 utenti che sono collegati alla stessa cabina secondaria, cioè nella stessa comunità energetica di fatto. Si può stimare che questa unità potrebbe fornire circa 1200 kWh ogni anno di energia condivisa, prodotte in eccedenza dalla comunità energetica.
Il sistema di accumulo, coerentemente con il funzionamento della comunità energetica di fatto, si configura come un ulteriore prosumer, che fa storage delle eccedenze e restituisce quando c'è carenza di energia prodotta dagli impianti delle comunità. Questo servizio di flessibilità potrebbe essere remunerato attraverso una quota fissa suddivisa per scaglioni di consumo. Nel caso di una famiglia che consuma 3.600 kWh all'anno, il costo annuale per il servizio di flessibilità in bolletta potrebbe essere di 190 euro.
Supponiamo che la famiglia presa ad esempio utilizzi 1200 kWh di energia condivisa direttamente dall'impianto di produzione e 1200 kWh dall'unità di accumulo, allora complessivamente 2.400 kWh deriverebbero dalla comunità energetica di fatto.

Componente	Modello attuale (bolletta piena)	Modello proposto (energia condivisa)
Materia energia	3600 kWh x 0,158 €/kWh = 569 €	(2400 kWh x 0,085 €/kWh) + (1200 kWh x 0,158 €/kWh) = 394 €
Rete + misura + dispacciamento	3600 kWh x 0,055 €/kWh = 198 €	(2400 kWh x 0,027 €/kWh) + (1200 kWh x 0,055 €/kWh) = 131 €
Oneri di sistema + accise	3600 kWh x 0,030 €/kWh = 108 €	(1200 kWh x 0,030 €/kWh) = 36 €
Quota fissa + potenza	148 €	148 €
Servizio flessibilità	0 €	(1200 kWh x 0,16 €/kWh) = 192 €
Accise	3600 kWh x 0,023 €/kWh = 83 €	(2400 kWh x 0 €/kWh) + (1200 kWh x 0,023 €/kWh) = 28 €
IVA (10%)	111 €	73 € (escluso energia condivisa)
TOTALE	**1217 €**	**798 €**

Con il sistema di accumulo di comunità, il risparmio aumenta al 34% e il sistema guadagna in stabilità e resilienza.

Benefici sistemici

L'integrazione dell'accumulo a livello di cabina secondaria produce benefici rilevanti:

- aumento della quota di autoconsumo collettivo;
- riduzione dei flussi verso la rete di media tensione;
- minore dipendenza dal mercato elettrico nelle ore serali;
- maggiore stabilità del prezzo dell'energia per famiglie e imprese;
- riduzione della congestione sulle reti MT/AT;
- abilitazione alla partecipazione ai servizi di flessibilità del sistema elettrico.

Integrazione col sistema elettrico

Il sistema di accumulo può operare secondo una logica a doppio livello:

- **priorità comunitaria**: soddisfare il fabbisogno energetico degli utenti della cabina secondaria;
- **funzione di sistema**: mettere a disposizione la capacità residua per servizi di bilanciamento e flessibilità, in linea con il modello UVAM di Terna.

L'integrazione di sistemi di accumulo produce l'evoluzione del modello di energia condivisa da autoconsumo collettivo istantaneo ad **autoconsumo collettivo differito e programmabile**, rafforzando la sostenibilità economica del sistema e aumentando l'efficienza complessiva della rete elettrica.

-14-
Conclusione

L’evoluzione del sistema elettrico europeo e italiano sta progressivamente riconoscendo il ruolo centrale:

- dell’autoconsumo collettivo,
- della condivisione dell’energia,
- della produzione distribuita,
- della flessibilità locale
- e delle reti intelligenti di distribuzione.

La Legge 22 aprile 2021, n. 53, il D. Lgs. 3/2026 e la Raccomandazione (UE) 2026/1007 della Commissione Europea delineano ormai una traiettoria chiara:

- valorizzare l’energia condivisa localmente;,
- ridurre l’utilizzo della rete nazionale,
- semplificare le configurazioni di autoconsumo,
- favorire lo scorporo dell’energia condivisa
- e sviluppare sistemi energetici territoriali più efficienti e partecipativi.

Tuttavia, il sistema regolatorio italiano continua ancora oggi a interpretare prevalentemente la condivisione dell’energia come fenomeno contrattuale e di mercato, senza riconoscere pienamente la realtà fisica della rete di bassa tensione.

La rete elettrica realizza già oggi forme diffuse di autoconsumo collettivo locale:

- l’energia prodotta dagli impianti rinnovabili collegati in bassa tensione viene condivisa fisicamente tra gli utenti sottesi alla stessa cabina secondaria;
- la flessibilità locale assume un ruolo crescente;
- la distribuzione energetica tende progressivamente verso modelli territoriali e decentralizzati.

In questa prospettiva, la cabina secondaria può essere riconosciuta come configurazione fisica naturale minima dell’autoconsumo collettivo di prossimità.

La proposta contenuta nel presente documento non si pone in contrapposizione con il mercato elettrico europeo, ma rappresenta una possibile evoluzione coerente:

- della normativa europea;,
- della Legge delega 53/2021
- e dell’attuale processo di riforma dell’Electricity Market Design.

L’obiettivo è quello di distinguere:

- l’energia condivisa localmente nell’ambito dell’autoconsumo collettivo di prossimità;
- dall’energia approvvigionata tramite il mercato nazionale all’ingrosso.

Una piena valorizzazione dell'autoconsumo collettivo locale consentirebbe:

- una riduzione strutturale dei costi energetici,
- una diminuzione degli oneri impropri,
- una maggiore efficienza della rete,
- una migliore integrazione delle fonti rinnovabili,
- una crescita della resilienza territoriale
- e una più ampia partecipazione dei cittadini alla transizione energetica.

In questo quadro, diventa fondamentale completare il percorso normativo già avviato e rendere effettiva la possibilità per cittadini, imprese ed enti locali di:

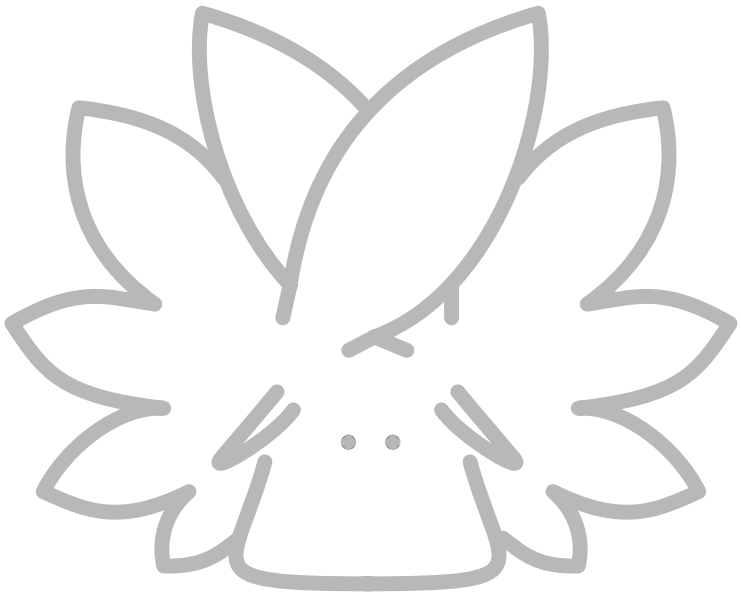
- beneficiare direttamente dell'energia condivisa localmente;
- ottenere uno scorporo reale e trasparente dell'energia condivisa;
- valorizzare economicamente l'energia di prossimità;
- ridurre i costi connessi all'utilizzo della rete nazionale;
- partecipare ai nuovi mercati locali della flessibilità e dell'energia.

La transizione energetica non riguarda più soltanto la sostituzione delle fonti fossili con fonti rinnovabili, ma anche l'evoluzione del sistema elettrico verso una architettura:

- più decentralizzata,
- più intelligente,
- più territoriale
- e maggiormente coerente con la struttura fisica della rete.

Le comunità energetiche di fatto rappresentano, in questa prospettiva, il punto di raccordo naturale tra:

- produzione distribuita;
- autoconsumo collettivo;
- flessibilità locale;
- e mercato elettrico europeo del futuro.



-15-
Bibliografia e Riferimenti Normativi

Normativa Europea

- Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II).
- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica.
- Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo e del Consiglio recante modifica delle direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per il miglioramento dell'assetto del mercato elettrico europeo (Electricity Market Design – EMD).
- Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica.
- Raccomandazione (UE) 2026/1007

Riferimenti Costituzionali e Internazionali

- Costituzione della Repubblica Italiana:
  - art. 2;
  - art. 9;
  - art. 32;
- Agenda ONU 2030 per lo Sviluppo Sostenibile – Obiettivo 7:"Energia pulita e accessibile".

Normativa Italiana

- Legge 22 aprile 2021, n. 53 – Legge Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 – Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso
- dell'energia da fonti rinnovabili
- Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 210 – Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonche' recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.
- Decreto Legislativo 7 gennaio 2026, n. 3 - Attuazione della direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione. (26G00011)
- Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) 7 dicembre 2023, n. 414.

- Decreto Direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica 23 febbraio 2024, n. 22 – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR.
- Delibera ARERA 280/07 – Prezzo Minimo Garantito (PMG).
- Delibera ARERA 385/2025/R/EEL – Aggiornamento Allegato A.72 del Codice di Rete di Terna.
- Codice Civile Italiano, art. 814.

Normativa e Modelli Esteri

- Real Decreto 244/2019 (Spagna) – Regulación del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013 del Sector Eléctrico (Spagna).
- Real Decreto-ley 15/2018 (Spagna).

Documenti Tecnici e Istituzionali

- TERNA, Rapporto Annuale 2023.
- GSE – Gestore dei Servizi Energetici, Statistiche Fotovoltaico 2025.
- PNIEC – Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.
- ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, documentazione tecnica e regolatoria su:
  - autoconsumo collettivo;
  - comunità energetiche;
  - PMG;
  - mercato elettrico;
  - dispacciamento.
- TERNA – Regolamento UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste).

Studi, Analisi e Fonti Scientifiche

- Politecnico di Milano – analisi e contributi sullo scorporo dell'energia condivisa e autoconsumo collettivo pubblicati tramite Quale Energia.
- Quale Energia – articoli e approfondimenti sul recepimento del Market Design europeo e sullo scorporo dell'energia condivisa.
- Ostrom, E. (1990). *Governing the Commons: The Evolution of Institutions for Collective Action*. Cambridge University Press.
- Ostrom, E. (2009). Nobel Lecture: *Beyond Markets and States: Polycentric Governance of Complex Economic Systems.*

Riferimenti Concettuali e Tecnici

- *Electricity Market Design (EMD) – European Commission.*
- Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).
- Gruppi di Autoconsumo Collettivo (AUC).
- Cliente Attivo (Active Customer).
- Autoconsumo collettivo.
- Autoconsumo collettivo di prossimità.
- Generazione distribuita.
- Ritiro Dedicato (RID).
- Contratti per Differenza (CfD).
- Prezzo Minimo Garantito (PMG).
- UVAM – Unità Virtuali Abilitate Miste.
- Dispacciamento locale e auto-dispacciamento.





PROF. LEONARDO SETTI

Professore dell'Università di Bologna e ricercatore nel campo della transizione energetica e della sostenibilità, nato nel 1963. È fondatore del Centro per le Comunità Solari da cui prende il nome la più importante rete nazionale di energia condivisa.
È autore di oltre 80 pubblicazioni scientifiche sulla transizione ecologica e su modelli di condivisione dell'energia.

AVV. IRENE VAGLIA

Avvocato cassazionista del Foro di Taranto, nata nel 1960. Opera nel campo del diritto amministrativo e del diritto civile. Partecipa a convegni e ha pubblicato saggi su riviste accademiche e contributi su riviste giuridiche.





Perché abbiamo scelto una creatura buffa come la *Costasiella kuroshimae* come simbolo dell'Energia Bene Comune?

Si tratta di una piccola lumaca di mare, che affascinata dal modo in cui il mondo vegetale cattura la luce solare, decide di impararlo.
Ogni minuscolo cloroplasto che trattiene dalle alghe di cui si ciba, viene incorporato nella sua chioma di simil-foglie e dà un piccolo ma grande contributo alla trasformazione della luce solare in un flusso crescente di energia condivisa, in grado di alimentare l'intero corpo di questo piccolo miracolo della Natura.

Come i cloroplasti, ogni singolo nostro impianto contribuisce ad alimentare la comunità, trasformando il sole in energia e condividendola per nutrire ciò che serve alla nostra vita.
La nostra *Costasiella* si chiama Gea.
Tutti noi siamo Gea!

“Nella vita non c’è nulla da temere, c’è solo da comprendere.
È giunto il momento di comprendere di più, affinché possiamo temere di meno.”
(Marie Curie)

Finito di impaginare il 08/10/2026