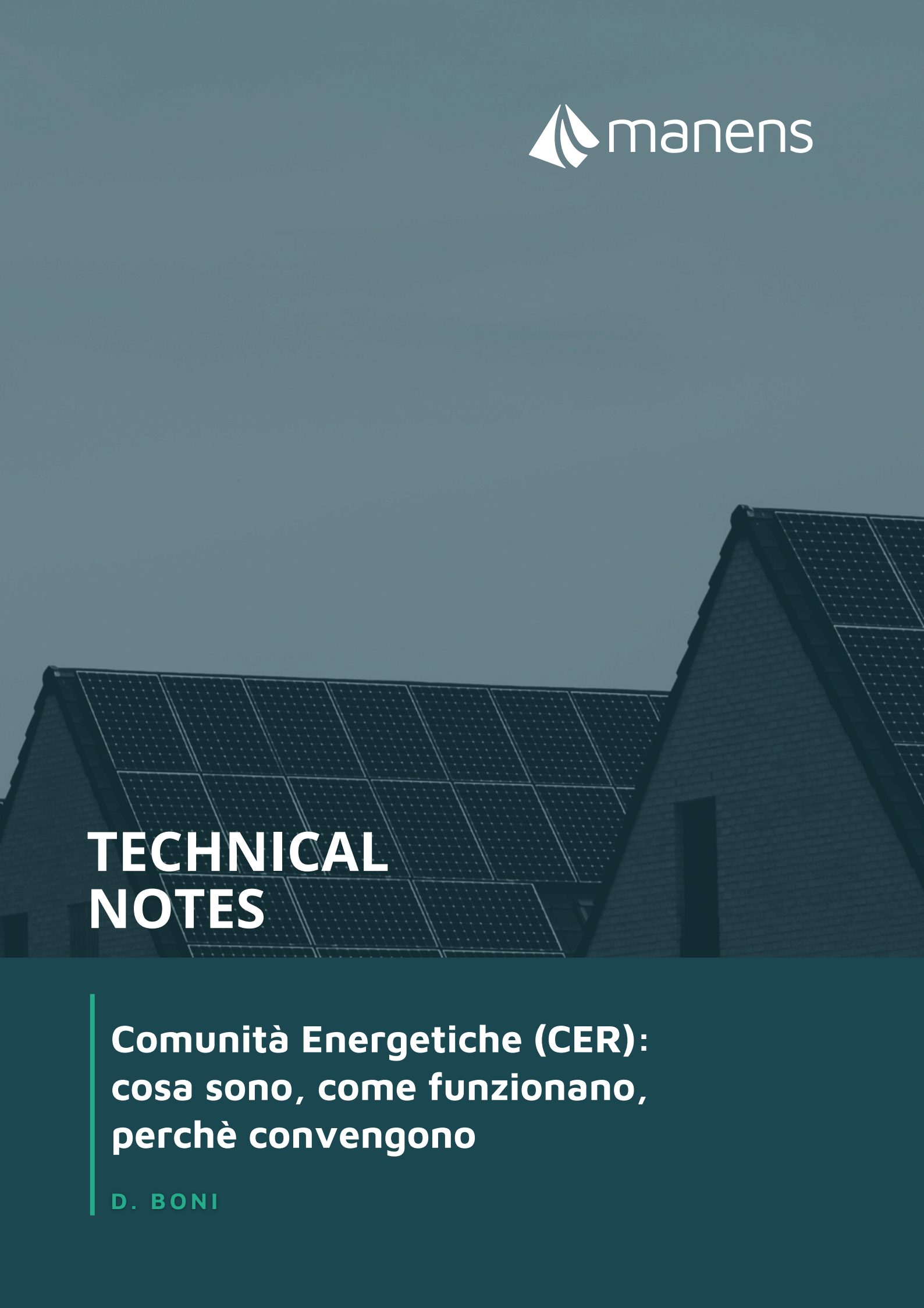




# TECHNICAL NOTES

**Comunità Energetiche (CER):  
cosa sono, come funzionano,  
perchè convergono**

**D. BONI**

## COMUNITÀ ENERGETICHE: COSA SONO, COME FUNZIONANO, PERCHÉ CONVENGONO

Nel quadro della transizione energetica che l'Italia sta attraversando, le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano una delle più interessanti opportunità per promuovere la produzione e il consumo locale di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il principio è semplice ma rivoluzionario: gruppi di cittadini, imprese, enti pubblici o associazioni si uniscono per condividere energia rinnovabile prodotta localmente, partecipando attivamente alla costruzione di un sistema energetico più sostenibile, equo e resiliente.

L'inquadramento normativo delle CER si è definito nel tempo e ha trovato una svolta significativa con l'approvazione, da parte di ARERA, del Testo Integrato sull'Autoconsumo Diffuso (TIAD) il 30 gennaio 2024 e, successivamente, con la pubblicazione delle regole operative del GSE (Gestore Servizi Energetici) il 23 febbraio 2024. Questi strumenti hanno chiarito le modalità tecniche, giuridiche ed economiche per avviare una Comunità Energetica e accedere agli incentivi previsti.

Nonostante il quadro normativo sia oggi più stabile, permangono complessità interpretative e operative che richiedono attenzione e supporto tecnico, soprattutto nella fase di avvio e definizione progettuale.

### Autoconsumo Diffuso: descrizione e normativa

Sono abbastanza evidenti gli obiettivi dei vari decreti sull'Autoconsumo Diffuso: aumentare la produzione di energia da Fonti Rinnovabili (FER) e consumare localmente questa energia, coinvolgendo nell'autoconsumo più soggetti che si trovano nella medesima area geografica.

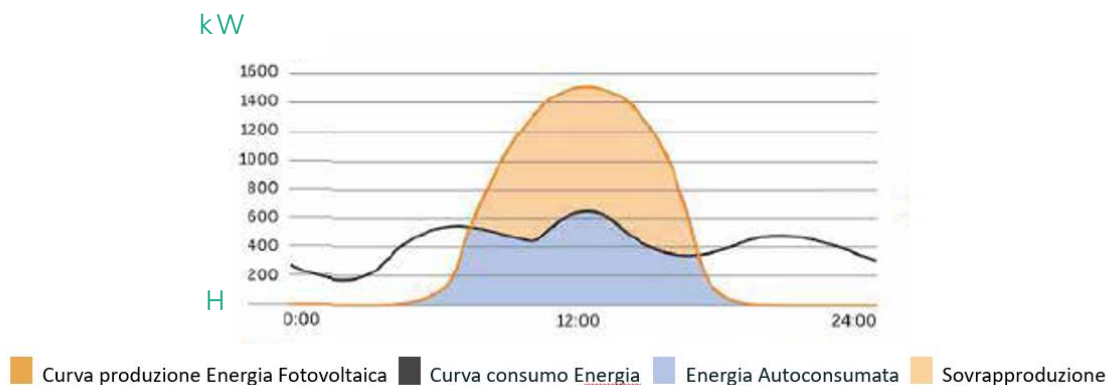
La soluzione ottimale sarebbe che l'energia prodotta e immessa in rete risultasse uguale all'energia prelevata dagli utenti limitrofi; in tal modo la produzione da FER verrebbe distribuita e consumata localmente (cioè, nell'area cabina primaria con trasformazione AT/MT di quella zona) senza interessare ciò che sta all'esterno di tale area limitata. Gli scambi di energia tra produzione e consumo avverrebbero quindi a livello locale, riducendo o annullando (situazione ideale) il prelievo di E.E. dal Distributore di Zona.

L'incentivo previsto dal GSE (il premio) è tanto più elevato quanto meno si assorbe dalla rete locale e si consuma, invece, quello che si produce, senza interessare la rete generale di distribuzione e la produzione delle centrali; quindi, è massimo quando l'E.E. immessa in rete dalle FER è uguale a quella prelevata dai vari utenti che fanno parte della stessa Comunità Energetica.

Il grafico di *Fig. 1* dà una indicazione di come possono essere le curve di produzione/immissione in rete di FER da FV e di prelievo/consumo degli utenti collegati alla rete nella stessa zona. La situazione ottimale sarebbe che le due curve coincidessero in modo che l'energia rappresentata dall'area rossa di sovrapproduzione si spostasse nelle ore senza il contributo del fotovoltaico (FV).

A tale situazione ci si può avvicinare modificando i profili di consumo degli utenti (non facile), adottando qualche tipologia di accumulo nelle ore di massima produzione o con un mix di utenti che assorbano di più nelle ore diurne e meno in quelle notturne.

## CURVE GIORNO TIPO PRODUZIONE FOTOVOLTAICO E PROFILO CONSUMO



*Fig. 1: Curve tipiche di produzione da FV e consumo in loco*

Con Autoconsumo Elettrico Diffuso si intende quindi il consumo di E.E. contestuale alla sua produzione.

Le due modalità operative dell'autoconsumo sono:

- Fisico: l'impianto è connesso direttamente all'utenza del consumatore, che utilizza sul posto l'energia prodotta.
- Virtuale: la produzione e il consumo avvengono in punti distinti della rete, ma all'interno della stessa cabina primaria. L'energia prodotta viene immessa in rete e successivamente "condivisa" tra i membri della comunità.

Le configurazioni che si basano esclusivamente su energia da FER sono denominate CACER (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile).

### Tipologie di configurazioni CACER

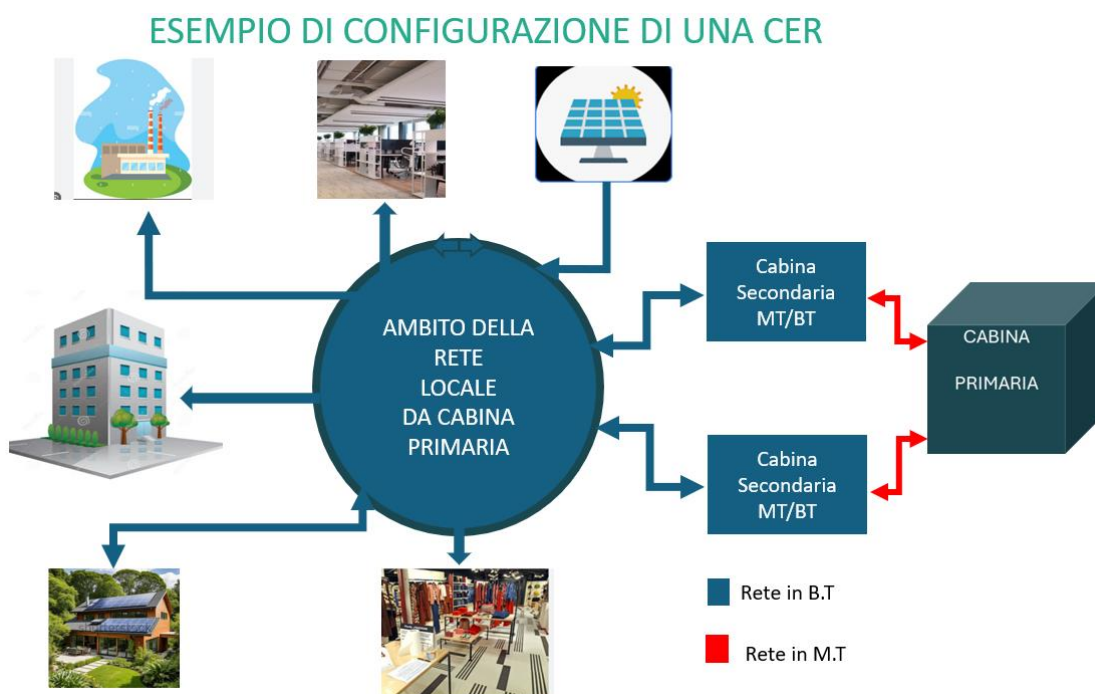
Sono quelle che hanno come fonti di alimentazione, oltre alla rete, solamente le Rinnovabili (FER), denominate CACER:

**Autoconsumo a distanza:** è il caso di un unico produttore-utilizzatore con due punti di connessione, uno di produzione da FER ed uno di consumo, con interposta la rete. Ad esempio, un'azienda che ha la produzione sul tetto di uno stabilimento e il consumo è nell'area direzionale remota. Produzione e consumo devono essere comunque sotto la stessa cabina primaria;

**Comunità Energetiche Rinnovabili CER:** sono soggetti di diritto autonomo con la presenza di almeno due membri, produttore e cliente finale, con punti di connessione distinti. Il caso più comune è rappresentato da un gruppo di persone/ aziende ubicate in posti diversi, interconnessi alla rete della stessa cabina primaria. Alcuni di questi membri possono essere solo produttori, altri solo consumatori (autoconsumo virtuale), altri produttori e consumatori –prosumer (autoconsumo fisico); (vedi fig. 2)

**Gruppo di Autoconsumatori che agiscono collettivamente GAC (o AUC):** gruppo costituito da almeno due soggetti distinti (uno cliente ed uno produttore) appartenenti ad un gruppo di sottoscrittori di contratto di diritto privato. Può essere un condominio, con proprio impianto fotovoltaico, nel quale i membri sono tutti, o una parte dei condòmini, clienti finali.

Il condominio rappresenta il membro che dispone dell'autoconsumo fisico, mentre gli altri membri usufruiscono dell'autoconsumo virtuale. Un altro esempio di GAC può essere rappresentato da un centro commerciale con impianto fotovoltaico comune: i membri sono i vari negozi (autoconsumo virtuale), mentre le utenze comuni del centro dispongono dell'autoconsumo fisico, perché connessi direttamente all'impianto di produzione FER.



*Fig. 2: Configurazione tipo di una CER. Modelli virtuali di Autoconsumo diffuso*

## Requisiti comuni per tutte le configurazioni CACER

Per costituire una CER devono essere rispettate le seguenti condizioni:

- Punti di connessione: clienti finali /utilizzatori e impianti di produzione devono essere allacciati alla rete pubblica alimentata dalla stessa cabina primaria AT/MT; i punti di connessione sono individuati dai POD (Point of Delivery).
- Creazione di un soggetto giuridico: nel caso delle CER deve esserci un atto costitutivo, un Regolamento, un Referente; nel caso di GAC il soggetto giuridico può essere il rappresentante legale del condominio e come referente il suo amministratore;
- ESCo: le ESCo (Energy Service Company) certificate possono essere i referenti sia per le CER che per le GAC;
- Membri: possono essere persone fisiche, piccole o medie industrie, associazioni con personalità giuridica di diritto privato, enti locali, enti religiosi, ETS, etc. come rappresentate in Fig. 2. Non possono essere grandi industrie.
- Partecipazione: la partecipazione dei membri alla CER o alla GAC deve essere aperta e volontaria. Per le PMI la partecipazione è condizionata dalla loro attività primaria che non deve essere nel settore energetico



Per quanto riguarda l'accesso agli incentivi invece, le condizioni sono:

- Che si tratti d'impianti di nuova costruzione o di potenziamento di impianti esistenti;
- Avere potenza massima degli impianti di produzione inferiore ad 1 MW;
- Essere entrati in esercizio dal 24 gennaio 2024 o dal 16 dicembre 2021 se già finalizzati alla costituzione delle CER/GAC;
- Rispettare i requisiti DNSH (*Do No Significant Harm*) per la tutela dell'ambiente;
- Non essere finalizzati alla realizzazione di progetti relativi all'idrogeno che comportino emissioni di gas effetto serra superiori a 3 tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente per tonnellata di H<sub>2</sub>
- Rispettare criteri restrittivi per impianti a biogas o biomassa;
- Essere realizzati con componenti di nuova costruzione.
- Se si tratta di impianti FV devono essere collaudati in conformità alla Norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2018.

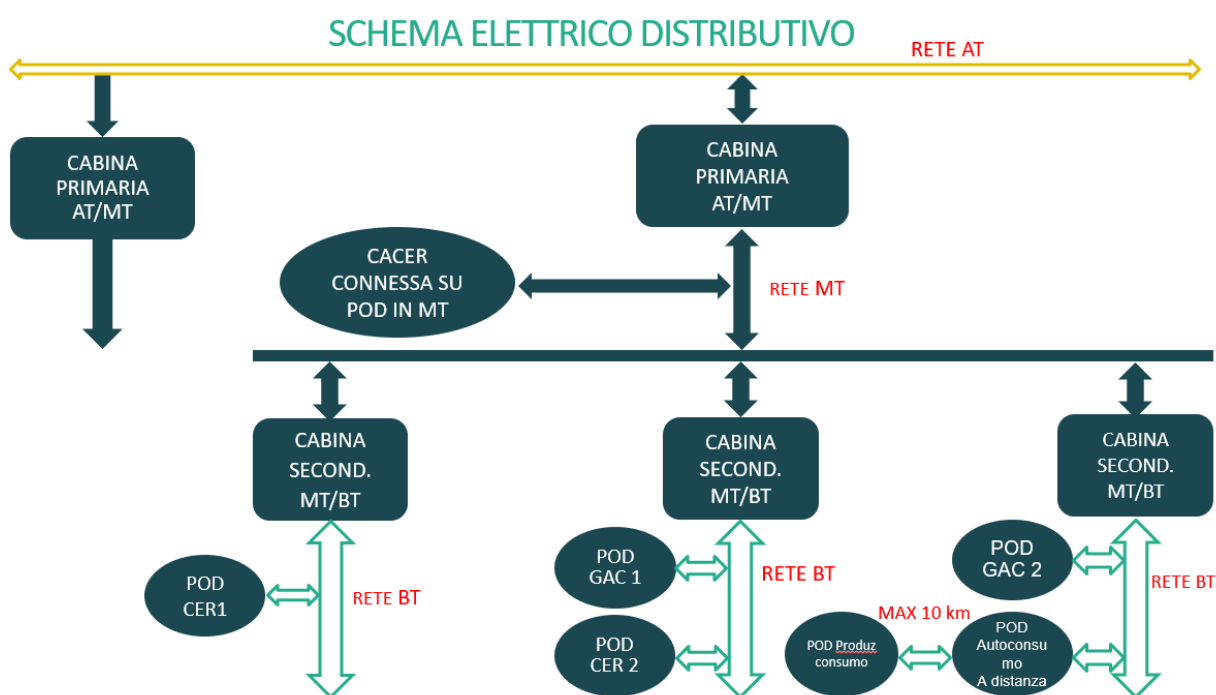


Fig. 3: Schema elettrico di varie configurazioni CACER

Le CACER possono essere collegate alla rete in Bassa Tensione di una o più cabine secondarie o in Media Tensione della cabina primaria; quest'ultimo il caso di impianti FER di grossa potenza.

Le stesse CER o GAC, collegate alla rete di Bassa Tensione, possono essere connesse a diverse cabine secondarie di distribuzione in BT, ma sempre sotto la stessa cabina primaria (Fig. 3). Per le varie CER e GAC costituite, l'energia immessa e quella prelevata circola sempre all'interno della rete che dipende dalla stessa cabina primaria. Solo quando la produzione non basta agli utilizzi, il prelievo avviene in quota parte dal sistema elettrico generale. Viceversa, l'eventuale esubero di produzione va immesso sempre nel sistema elettrico generale



I POD rappresentano i punti di connessione dei sistemi di produzione e di utilizzo. Se il produttore è anche consumatore (Prosumer) si ha l'autoconsumo fisico per la quota di energia prodotta e consumata; per tutti gli altri soggetti non produttori, ma utenti finali, membri di ciascuna CER /GAC, viene applicato l'autoconsumo virtuale.

### Definizione di energia condivisa

Si tratta dell'energia, per ogni ora e per l'insieme dei punti di connessione della CACER, che rappresenta il minimo tra i valori dell'E.E. prodotta da FER immessa in rete e l'energia prelevata ai fini della condivisione.

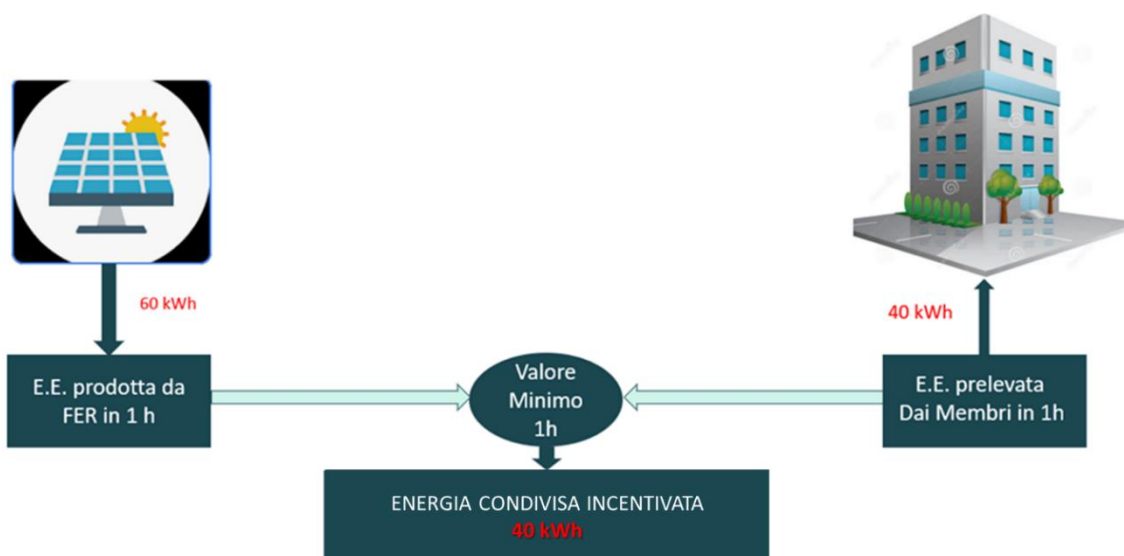
Si può esprimere come:

Energia condivisa = min tra le due sommatorie:  $\Sigma E_p$  e  $\Sigma E_i$

dove:

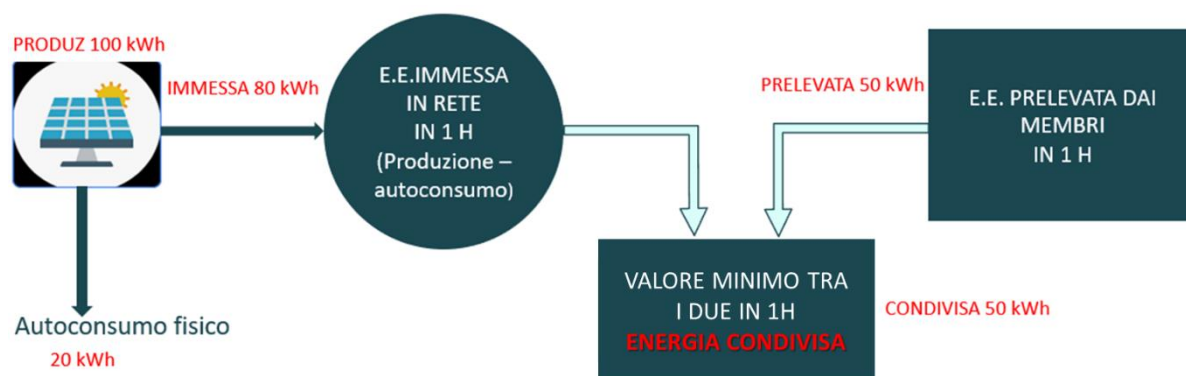
$\Sigma E_p$  è l'energia totale prelevata dalla rete dai soggetti partecipanti, in ogni ora;

$\Sigma E_i$  è l'energia totale immessa in rete dagli impianti FER o dai sistemi di accumulo durante ogni ora.



*Fig. 4: Energia condivisa senza autoconsumo fisico;  
il minimo tra prodotta e immessa e quella prelevata è 40 kWh*





Dall'esempio schematico risulta che viene incentivata con la tariffa premio l'energia condivisa di 50 kWh da ripartire tra i membri, mentre l'autoconsumo di 20 kWh si trova caricato nella bolletta del Prosumer. Viene poi compensata a tariffa RID l'energia immessa di 80 kWh a favore della CER/GAC.

*Fig. 5: Energia condivisa con autoconsumo fisico; il minimo tra prodotta e immessa (al netto dell'autoconsumo fisico) è 50 kWh*

Dagli schemi di Fig. 4 e di Fig. 5 si desume che:

- L'energia condivisa, minimo tra quella immessa in rete e quella prelevata, tiene conto della eventuale energia autoconsumata da chi la produce (prosumer) o immessa da eventuali sistemi di accumulo;
- L'energia prodotta da FER non autoconsumata fisicamente né consumata virtualmente dai membri della CER/GAC, va in rete. Questo sistema di Autoconsumo Diffuso è tanto più interessante quanto più c'è equivalenza tra energia prodotta immessa in rete ed energia autoconsumata fisicamente o virtualmente (massimo valore dell'energia condivisa).

### Vantaggi per i membri di una CER/GAC

Per il Prosumer (produttore e consumatore): una parte di energia prodotta viene autoconsumata fisicamente. Ciò che rimane è immessa nella rete per essere autoconsumata «virtualmente» tutta o in parte dai membri della CER/GAC. Tutta l'energia immessa in rete viene compensata dal GSE con la tariffa del Ritiro Diretto (RID) o venduta sul mercato elettrico (se si tratta di quantità consistenti di E.E. immessa).

Per ogni Membro CER/GAC: si avvantaggerà del compenso sulla quota dell'energia condivisa che verrà corrisposta annualmente dal GSE.

Tutti i membri della CER/GAC, sia il produttore che il consumatore, pagano la bolletta per la quota di energia che assorbono dalla rete, secondo il contratto che hanno con il Distributore. Non viene pagato l'autoconsumo fisico del produttore, mentre l'energia condivisa, ora per ora, viene compensata annualmente dal GSE (tariffa premio e valorizzazione vedi punto 7) tramite il Referente (persona fisica o giuridica) della CER/GAC.

Il Referente, in base al Regolamento che gli aderenti alla CER/GAC si sono dati, distribuisce ai membri il compenso ricevuto dal GSE per l'energia condivisa. Il Referente della CER/GAC distribuisce anche i compensi RID (Ritiro Diretto) ed i contributi di «valorizzazione» forniti da ARERA. Se il sistema di produzione di E.E. è di proprietà della CER/GAC anche i compensi RID vanno suddivisi tra i membri.



## Strumenti incentivanti per le configurazioni CACER

### In conto capitale

Vengono concessi contributi da PNRR per impianti FER, sempre nelle configurazioni CACER, per gli impianti FER nei comuni con popolazione inferiore a 50.000 abitanti (platea ampliata da recente decreto UE), fino al raggiungimento di 2 GW di potenza complessiva installata e fino al limite di 2mld di euro.

Il Decreto prevede contributi fino al 40% dei valori ammissibili di costo unitario dell'investimento (€/kW installati), per quattro fasce di potenza nominale dell'impianto: fino a 20 kW, da 20 a 200 kW, da 200 a 600 kW, oltre 600 kW fino a 1000 kW. Sono valori decrescenti da 1500,00 €/kW per impianti FER fino a 20 kW installati a 1050,00 €/kW per i valori da 600 a 1000 kW.

### In conto esercizio

In tal caso, sono previsti tre tipi di incentivi:

Tariffa RID per Ritiro Dedicato dell'energia da FER. Nel 2024 il valore medio si poteva considerare pari a 80 €/MWh immesso in rete. Questo contributo è indipendente dalla normativa sull'Autoconsumo Diffuso, ma viene corrisposto sull'energia da FER immessa in rete e non autoconsumata fisicamente.

Tariffa premio sull'energia condivisa calcolata secondo le seguenti formule di calcolo:

60 €/MWh + max (0; 180- Pz) per impianti sopra i 600 kW, con un massimo di 100 €/MWh

70 €/MWh + max (0; 180- Pz) per impianti tra 200 e 600 kW con un massimo di 110 €/MWh

80 €/MWh + max (0; 180- Pz) per impianti fino a 200 kW con un massimo di 120 €/MWh

Pz è il prezzo zonale (Nord, Centro, Sud) dell'E.E. che per il 2024 si poteva considerare di 140 €/MWh.

Viene poi riconosciuto un extra di 4 €/MWh per le regioni del Centro e 10 €/MWh per le regioni del Nord per tener conto del grado di insolazione.

Contributo di valorizzazione: tiene conto del fatto che si evitano costi per la distribuzione e per le mancate perdite in rete. Sono valori stabiliti da ARERA ogni anno, ma hanno scarso impatto nella valutazione costi/benefici (circa 10 €/MWh e una piccola percentuale 1%—2% in funzione del tipo di connessione in BT o MT).

I contributi della tariffa premio e della valorizzazione vengono corrisposti fino al raggiungimento di 5 GW complessivi di potenza installata e comunque per opere realizzate entro il 31 dicembre 2027.

Al fine di valutare la convenienza o meno di realizzare una CER/GAC i tre contributi precedenti vanno sommati. Per calcoli di fattibilità tecnico /economica si può considerare, per impianti fino a 200 kW installati, un valore medio di 180 €/MWh, complessivo di 120 €/MWh per l'energia condivisa + 80 €/MWh per l'energia ritirata dalla rete (RID), autoconsumata o meno. Per impianti da 200 a 600 kW è 190 €/MWh, per quelli fino a 1000 kW è 180 €/MWh.

Un ulteriore parametro da considerare per la convenienza dell'intervento è rappresentato dal beneficio che avrà in bolletta un eventuale Prosumer, che utilizzerà in modo diretto una parte dell'E.E. prodotta dall'impianto FER.





## Limitazioni agli incentivi rappresentati dalla tariffa premio

Sono decurtazioni che vengono applicate alla «tariffa premio» sull'energia condivisa, quando il GSE fa la liquidazione annuale.

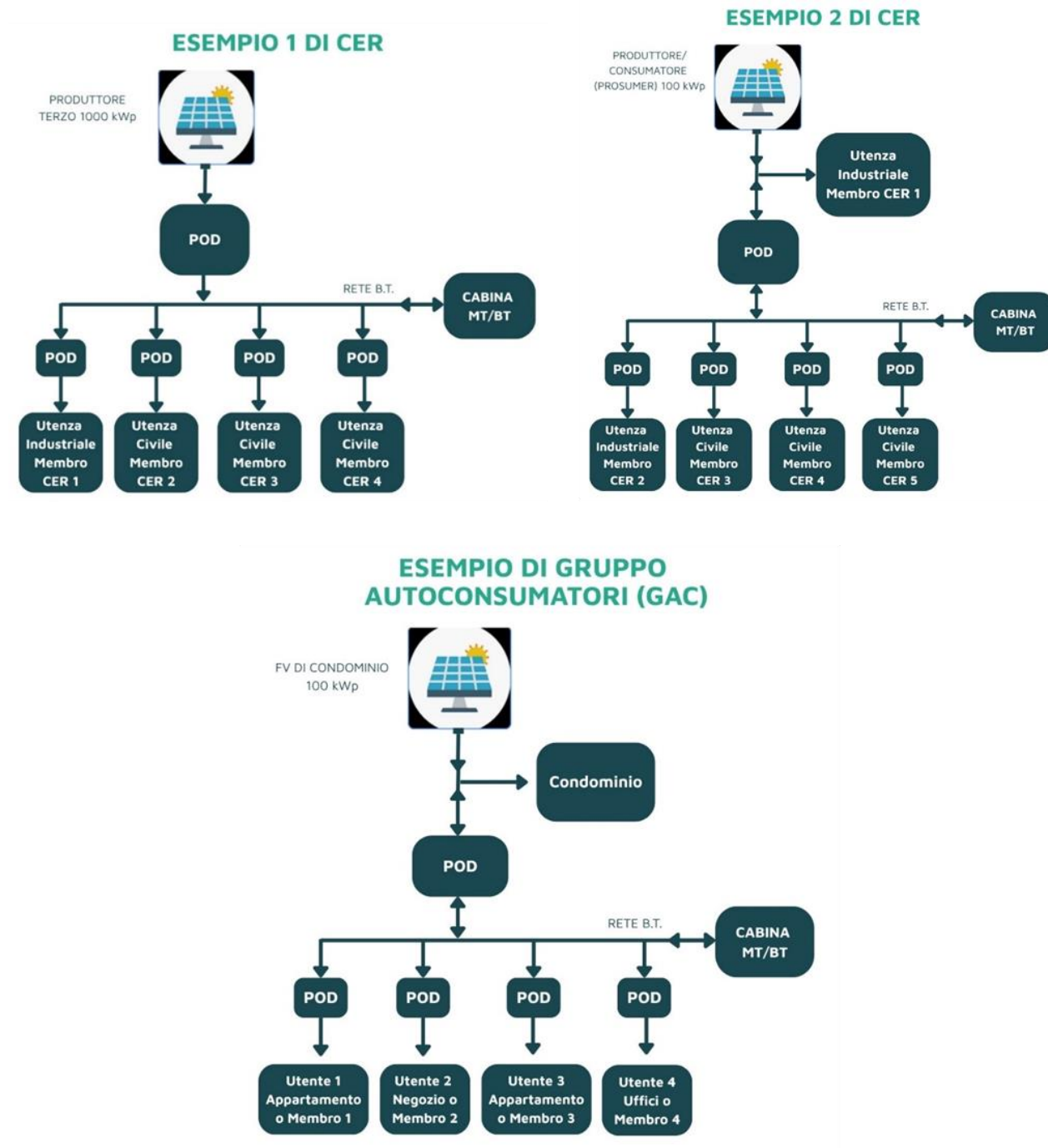
Si applicano con le seguenti limitazioni:

- Quando c'è la contribuzione in conto capitale; la decurtazione varia fino al 50% se il contributo è pari al 40% dell'investimento (massimo ammesso).
- La quota eccedente il 55% della tariffa premio percepita nell'anno (45% nel caso di contributo in conto capitale), può essere distribuita ai soli soci privati e non alle aziende che fanno parte della CER o della GAC. La parte eccedente il 55% maturata dalle aziende va obbligatoriamente a beneficio di iniziative sociali nell'area dell'attività della CER.
- Non si considera nella tariffa premio la quota parte di energia prodotta da impianti FER obbligatori secondo il D.lgs. 199/2021 calcolati con la formula  $P = K \cdot S$ , dove  $K = 0,05$  per gli edifici di nuova costruzione e  $0,025$  per edifici esistenti, mentre  $S$  è la superficie in  $m^2$  in pianta dell'edificio a livello del terreno.

NB: Non viene applicata alcuna decurtazione invece su quella parte di energia prodotta da FER, in aggiunta alla precedente obbligatoria, nell'attuazione sempre della 199/2021 per raggiungere la copertura con rinnovabili del 60% dei consumi degli edifici. Il problema si pone sull'eventuale installazione di una tale potenza aggiuntiva di FER.



## Tre esempi a confronto





### CONFIGURAZIONI DI CER NEGLI ESEMPI 1 E 2 E DI GAC -SITUAZIONI TIPO

|                                        | CER ES.1 |       | CER ES.2 |       | GAC CONDOMINIO |       |
|----------------------------------------|----------|-------|----------|-------|----------------|-------|
| FASCIA ORARIA                          | 12-13    | 16-17 | 12-13    | 16-17 | 12-13          | 20-21 |
| ENERGIA PRODOTTA (KWH)                 | 1000     | 400   | 100      | 25    | 30             | 0,00  |
| ENERGIA AUTOCONSUMATAV (KWH)           | 0,00     | 0,00  | 20       | 20    | 20             | 0,00  |
| ENERGIA IMMESSA IN RETE (KWH)          | 1000     | 400   | 80       | 5     | 10             | 0,00  |
| ENERGIA PRELEVATA DAI MEMBRI (KWH)     | 720      | 1000  | 50       | 40    | 12             | 15    |
| ENERGIA CONDIVISA (KWH)                | 720      | 400   | 50       | 5     | 10             | 0,00  |
| TARIFFA PREMIO FINO 200 KW (€/MWH)     | \        | \     | 120      | 120   | 120            | 120   |
| TARIFFA PREMIO DA 200 A 600 KW (€/MWH) | \        | \     | \        | \     | \              | \     |
| TARIFFA PREMIO OLTRE 600 KW (€/MWH)    | 100      | 100   | \        | \     | \              | \     |
| INCENTIVO CON TARIFFA PREMIO €         | 72,00    | 40,00 | 6,00     | 0,60  | 1,20           | 0,00  |
| QUOTA RID €                            | 80,00    | 32,00 | 6,40     | 0,40  | 0,80           | 0,00  |
| TOTALE INCENTIVI NELL'ORA €            | 152,00   | 72,00 | 12,40    | 1,00  | 2,00           | 0,00  |

Gli orari prescelti per calcolare gli incentivi sono quelli più significativi per il tipo di utenza collegata.

#### Valutazioni economiche su tre casi di configurazioni CER

Nella tabella che segue sono riportati tre casi in corso di studio di fattibilità, relativi a tre possibili applicazioni di CER da realizzare in una zona alla periferia di Verona.

Nel primo caso si tratta di un impianto FV da 103 kWp, installato sul tetto di un edificio appartenente ad un Prosumer con consumo di energia annuale limitato. In questo caso una modesta parte di energia prodotta dal FV va in Autoconsumo fisico e la rimanente va in Autoconsumo virtuale dei membri della CER.

Il secondo caso è relativo ad un impianto FV da 100 kWp, installato sul tetto di una piccola azienda con un significativo consumo di energia annuale. Rispetto al primo caso, in questo una parte importante dell'energia prodotta va in Autoconsumo fisico e la rimanenza viene condivisa dai membri in Autoconsumo virtuale

Il terzo caso si riferisce ad un impianto FV installato a terra, dove l'intera energia prodotta viene immessa in rete per essere condivisa dai membri nell'Autoconsumo virtuale.

Per tutti i tre casi presi in esame si ipotizza due valori di energia condivisa rispetto a quella immessa in rete: 50% e 80%. Tali valori sono stimati e potranno essere ulteriormente affinati una volta che si saranno definiti i membri della configurazione CER ed i loro profili di carico.



Nelle valutazioni economiche della tabella si è considerato:

- Quota compenso RID per immissione in rete dell'E. E. prodotta dal FV: 80 €/MWh
- Quota compenso Tariffa Premio sull'E.E. condivisa: 120 €/MWh fino a 100 kWp e 110 €/MWh
- Costo E.E. prelevata dalla rete: 250 €/MWh, calcolata per valutare il beneficio dell'Autoconsumo fisico del Prosumer
- Costo dell'impianto: 1200,00 €/kWp
- Sono trascurati i contributi di valorizzazione
- Costo degli oneri per gestione della CER, per attività amministrative, per manutenzione degli impianti: 5% del costo dell'impianto

Il beneficio annuo complessivo (RID + E.E. condivisa) andrà distribuito tra i membri secondo criteri che verranno precisati nel Regolamento della CER. Si precisa che la quota eccedente il 55% di E.E. condivisa può essere ripartita solamente tra i membri costituiti da persone fisiche, mentre non può essere distribuita ai membri iscritti come aziende; questa parte va destinata a finalità sociali.

#### SIMULAZIONE ECONOMICA DI TRE TIPOLOGIE DI CONFIGURAZIONI CER

|                                                            | CASO 1  | CASO 2  | CASO 3  |
|------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|
| <b>BILANCIO E.E.</b>                                       |         |         |         |
| POTENZA INSTALLATA KWP                                     | 103     | 100     | 200     |
| PRODUZIONE ANNUA E.E. KWH                                  | 138.500 | 132.000 | 260.000 |
| CONSUMO ANNUO E.E. PROSUMER KWH                            | 2430    | 36.982  | 0       |
| STIMA AUTOCONSUMO FISICO ANNUO DA FV DEL PROSUMER KWH      | 1050    | 12.566  | 0       |
| E.E. PRELEVATA DA RETE DEL PROSUMER KWH                    | 1380    | 24.416  | 0       |
| E.E. IMMESSA IN RETE KWH                                   | 137.450 | 119.434 | 260.000 |
| <b>QUOTA ANNUA DI ENERGIA CONDIVISA PER CALCOLO PREMIO</b> |         |         |         |
| 50% KWH                                                    | 68.725  | 59.717  | 130.000 |
| 80% KWH                                                    | 109.960 | 95.547  | 208.000 |
| <b>COSTI/RICAVI (€)</b>                                    |         |         |         |
| COSTO IMPIANTO, SPESE REGISTRAZIONE E VARIE                | 123.600 | 120.000 | 240.000 |
| COMPENSO ANNUO E.E. IMMESSA IN RETE                        | 10.996  | 9.554   | 20.800  |
| <b>TARIFFA PREMIO ANNUA PER E.E. CONDIVISA (€)</b>         |         |         |         |
| CONDIVISIONE 50%                                           | 8247    | 7.166   | 14.300  |
| CONDIVISIONE 80%                                           | 13.195  | 11.465  | 22.880  |
| BENEFICIO ANNUO PER E.E. AUTOCONSUMATA                     | 2.625   | 31.415  | 0       |
| <b>TOTALE RICAVO ANNUO (€)</b>                             |         |         |         |
| CONDIVISIONE 50%                                           | 21.868  | 48.135  | 35.100  |
| CONDIVISIONE 80%                                           | 26.816  | 52.434  | 43.680  |
| COSTI GESTIONE/MANUTENZIONE OPEX                           | 6.500   | 6.500   | 13.000  |
| <b>BENEFICIO NETTO ANNUO AI MEMBRI (€)</b>                 |         |         |         |
| CONDIVISIONE 50%                                           | 15.368  | 41.635  | 22.100  |
| CONDIVISIONE 80%                                           | 20.316  | 45.934  | 30.680  |
| <b>TEMPO AMMORTAMENTO INVESTIMENTO (ANNI)</b>              |         |         |         |
| CON CONDIVISIONE AL 50%                                    | 8/9     | 3/4     | 10/11   |
| CON CONDIVISIONE AL 80%                                    | 6/7     | 3/4     | 7/8     |



Dai casi in studio riportati in tabella, si possono trarre alcune valutazioni:

- Il tempo di ritorno dell'investimento senza o scarso Autoconsumo fisico è intorno ai 10 anni
- Diventa notevolmente più breve se vi è consistente Autoconsumo fisico, perché il Prosumer si riduce l'importo in bolletta
- Più gli impianti sono grandi, al netto dell'Autoconsumo fisico, più si accorciano i tempi di ritorno dell'investimento. Il problema è trovare chi finanzia un impianto di costo elevato
- Rimane l'incertezza sulla quota di E.E. condivisa. La tipologia del profilo di consumo dei membri è determinante per arrivare ad avere incentivi interessanti
- Si evidenzia con chiarezza dalla tabella quanto sia importante per un utente, che consuma prevalentemente in orario diurno, avere un proprio impianto FV e consumarsi l'energia che produce. Se ha un esubero diurno e un consumo ridotto nei fine settimana è conveniente per tutti condividere l'E.E. non autoconsumata con i membri di una CER.

Sempre con riferimento ai casi rappresentati in tabella, stanno emergendo più alternative circa le modalità di finanziamento dei lavori e quindi anche nella ripartizione degli incentivi. Ne vengono di seguito riportate alcune di queste alternative:

- Finanziamento diretto dei membri, con quote uguali o diverse, che poi incideranno in qualche modo nella suddivisione degli incentivi. Oltre al problema di trovare un numero di soci sufficiente per finanziare una iniziativa di incerta redditività, è necessario comunque avere un supporto tecnico – gestionale da parte di aziende specifiche, che abbiano dimestichezza nei rapporti con gli enti preposti alle autorizzazioni, che siano preventivamente valutati gli indici CAPEX e OPEX, che gestiscano la ripartizione degli incentivi, che governino i flussi in entrata e uscita dei membri, ecc. Nella tabella per tali oneri è stato considerato un impegno pari al 5% del costo dell'impianto. Potrebbe non essere sufficiente.
- Finanziamento a fondo perduto dell'investimento da parte di Enti Pubblici (comuni in particolare), di Fondazioni con finalità nell'ambito del sociale, Banche che mettono a disposizione parte degli utili per manifestare la loro sensibilità verso la sostenibilità ambientale. È questa una strada interessante, se si trova chi finanzia perché tutti gli incentivi andrebbero alla CER.
- Finanziamento da parte di società che operano nel settore energetico; non possono essere membri della CER, ma, attraverso aziende di servizio ad esse collegate (normalmente ESCO), possono dare anche il servizio di gestione della CER con la suddivisione dei degli incentivi, ripartendoli tra i finanziatori, tra chi gestisce e tra i membri. Per chi finanzia si tratta di un investimento a lungo termine.
- Va sempre considerato poi il compenso annuale per chi mette a disposizione un tetto o un terreno. Se questo è anche consumatore fisico, va valutato il suo beneficio rappresentato dall'autoconsumo.

### Conclusioni: un'opportunità da cogliere, ma con consapevolezza

Le CER sono uno strumento innovativo e potente per promuovere la transizione energetica dal basso. Offrono vantaggi economici concreti, migliorano la resilienza dei territori, valorizzano il ruolo attivo dei cittadini e delle imprese. Tuttavia, non sono esenti da criticità.

La complessità normativa, la necessità di far coincidere produzione e consumo, la gestione delle adesioni nel tempo e le limitazioni sugli incentivi per le FER obbligatorie sono aspetti che vanno valutati con attenzione. Inoltre, la corretta governance della CER, il ruolo del referente e la chiarezza nel regolamento sono elementi fondamentali per evitare contenziosi e garantire un funzionamento equo ed efficiente. Con un adeguato supporto tecnico e gestionale, le CER possono rappresentare una leva reale per accelerare la decarbonizzazione, ridurre la povertà energetica e costruire modelli di sviluppo sostenibili e inclusivi. Ma è indispensabile affrontarle con progettualità, trasparenza e visione di lungo periodo.



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



[info@manens.com](mailto:info@manens.com)



Manens S.p.A.