

## 5 Indicatori di fattibilità economico – finanziaria

Nel presente capitolo sono trattati i seguenti aspetti: (i) modello economico finanziario di una comunità energetica, (ii) indicatori volti a rappresentare la fattibilità economico/finanziaria ed i benefici ambientali delle CER, (iii) Caso studio a valere su diversi modelli di business per una CER.

### 5.1 Modello economico-finanziario di una CER

In tale capitolo si declinano i principali parametri e linee di ricavo / costo necessari per guidare la costruzione di un Business Plan di una comunità energetica nel suo complesso. I principali parametri in oggetto sono in seguito rappresentati.

#### 5.1.1 Ricavi di una comunità energetica

Si riportano in seguito le principali tipologie di Ricavo a valere sul modello delle comunità energetiche.

Tipologia di ricavo	Descrizione
<b>Ricavi da energia elettrica immessa in rete</b>	<p>Ricavi derivanti la cessione dell'energia elettrica in rete (quota parte non auto-consumata fisicamente) valorizzata al prezzo di ritiro.</p> <p>Le modalità di ritiro dell'energia elettrica prodotta dall'impianto possono essere duplici: (i) tramite Ritiro Dedicato da parte del GSE (RID) oppure tramite (ii) operatore privato (Off-Taker). Al netto di accordi differenti nel caso di operatore privato, l'energia viene valorizzata al prezzo di mercato (Prezzo Zonale).</p> <p>Tale componente rappresenta una delle principali variabili aleatorie nella definizione del Business Plan in quanto ad oggi il mercato dell'energia elettrica presenta marcati elementi di volatilità come rappresentato nel grafico in Figura 13. Una ipotesi della valorizzazione ad oggi dei prodotti Futures (cioè dell'energia elettrica con consegna futura) è presentata in Figura 14</p> <p><i>NB: siccome un Business Plan è da costruire in ottica differenziale rispetto alla vista corrente tale componente non è detto sia sempre da considerare nel caso di utilizzo nella CER di impianti già operativi alla data di costituzione della configurazione.</i></p>
<b>Risparmi da autoconsumo fisico</b>	<p>Costo evitato per la quota parte di energia prodotta dagli impianti facenti parte della configurazione e consumata in loco tramite connessione fisica (i.e. qualora presente connessione tra l'impianto di produzione ed il POD di un membro della comunità).</p> <p>Tale componente, essendo un costo evitato rimane in genere in capo a quei soggetti che sono direttamente collegati agli impianti facenti parte della configurazione e di conseguenza non è "di stretta pertinenza" del modello di una CER, tuttavia è utile da considerare per valutare la convenienza economica della configurazione nel suo complesso.</p> <p>La valorizzazione del risparmio in bolletta dipende dalle condizioni contrattuali in essere tra il membro della comunità collegato fisicamente all'impianto ed il relativo fornitore di energia elettrica. Tale tipologia è in generale comprensiva delle seguenti componenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Componente Energia</li> <li>• Trasporto e misura</li> <li>• Oneri generali di sistema</li> <li>• Imposte (Accise e IVA)</li> </ul> <p><i>NB: siccome un Business Plan è da costruire in ottica differenziale rispetto alla vista corrente tale componente è detto sia sempre da considerare nel caso di utilizzo nella CER di impianti già operativi alla data di costituzione della configurazione.</i></p>

**Incentivo sull'Energia condivisa (Tariffa incentivante)**

Incentivo sull'energia auto-consumata virtualmente da parte dei membri della configurazione in accordo a quanto presentato in ed al paragrafo 2.3.

**Restituzione componenti tariffarie (corrispettivo di valorizzazione)**

Restituzione delle componenti tariffarie a valere sull'energia auto-consumata virtualmente da parte dei membri della configurazione in accordo a quanto presentato in ed al paragrafo 2.3.

**PUN Spot Price (€/MWh)**

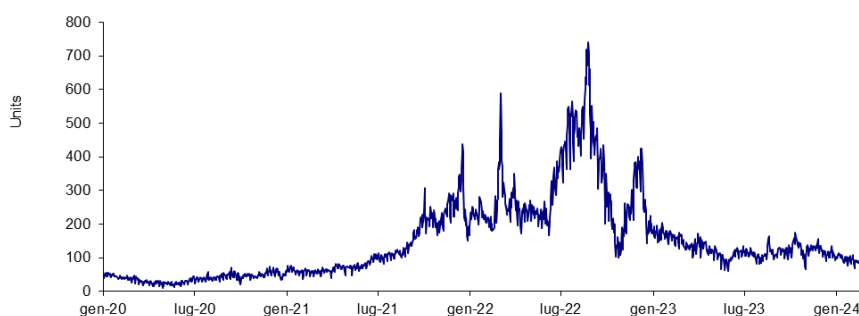


Figura 13 – Evoluzione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso PUN: come si può osservare il mercato ha osservato un incremento dei livelli di prezzi e di volatilità a partire da H2 2021. Ad oggi (Marzo 2024) il prezzo si è ridotto di molto rispetto ai valori osservati nel corso dei picchi del 2022.

**EEX, Italian Power Future, €/MWh (As Of 01/03/2024)**

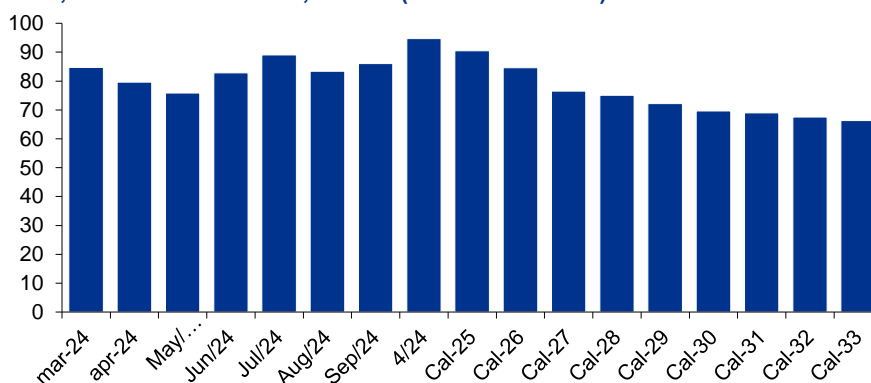


Figura 14 - Evoluzione Future PUN Baseload con granularità mensile e Quarter per il 2024 e con granularità annuale dal 2025 in poi (fonte EEX, data di riferimento 01/03/2024).

### 5.1.2 Investimenti, costi di gestione ed eventuali oneri

Si riportano in seguito le principali voci relative a Investimenti, Costi di gestione ed oneri a valere sul modello delle comunità energetiche.

Item	Descrizione
<b>Investimento per la realizzazione dell'impianto/i</b>	Costo iniziale complessivo per la realizzazione / installazione dell'impianto comprensivo di tutte le eventuali spese di allaccio alla rete elettrica.
<b>Costi di gestione e manutenzione impianti di produzione energia elettrica</b>	Costo legato alle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria sugli impianti di produzione facenti parte della configurazione.

<b>Costi per la gestione della piattaforma di gestione (opzionale)</b>	Costo per l'eventuale adozione di piattaforme volte al monitoraggio in real-time delle performance della CER anche al fine di permettere una massimizzazione dell'energia condivisa e quindi dell'incentivo spettante.
<b>Costi per la gestione amministrativa</b>	Costo per la gestione amministrativa della comunità che prevede tra le altre cose: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oneri da versare al GSE per la gestione della comunità energetica.</li> <li>• Costi amministrativi dell'oggetto sociale. Tale componente è funzione della tipologia di forma giuridica adottata (e.g. commercialista necessario per tipologie di forma giuridica che prevedano la stesura di una contabilità patrimoniale)</li> </ul>
<b>Altri costi operativi</b>	Ulteriori costi legati alla gestione operativa della comunità. In tale ambito possono rientrare eventuali canoni di locazione per l'utilizzo del terreno ove è installato l'impianto oppure eventuali canoni per la messa a disposizione dell'impianto nel caso in cui quest'ultimo fosse messo a disposizione da un operatore terzo.
<b>Oneri finanziari (nel caso di ricorso a finanziamento terzi con capitale di debito)</b>	Eventuali oneri finanziari connessi agli interessi maturati con un istituto di credito.
<b>Oneri fiscali</b>	Eventuale fiscalità a valere sulla CER in funzione della tipologia della medesima e della forma giuridica adottata. I dettagli relativi alla fiscalità delle CER sono rappresentati all'interno del capitolo 7.

## 5.2 Possibili modalità di finanziamento di una CER

Ad oggi è presente una significativa eterogeneità delle modalità di finanziamento delle iniziative<sup>57</sup>. Nella tabella sottostante sono rappresentati alcuni esempi di modalità. In linea generale le modalità rappresentate possono essere perseguite sia singolarmente che in combinazione tra loro.

Promotore	Modalità di finanziamento	Descrizione
<b>Ente pubblico o non a scopo di lucro</b>	Finanziamento pubblico a fondo perduto	Uso di fondi comunali, regionali, nazionali e/o comunitari al fine di finanziare le iniziative, senza l'obbligo di restituzione del capitale erogato.
	Finanziamento da un ente del terzo settore	Una cooperativa senza scopo di lucro si incarica (tipicamente in parte) dell'investimento necessario per l'installazione delle tecnologie abilitanti.
<b>Utility</b>	Capitale proprio (+ eventuale capitale di terzi)	Una Esco (Energy Service Company) o una Utility si incarica di sostenere totalmente o in parte l'investimento necessario per l'installazione delle tecnologie abilitanti (la restante parte a carico dei membri). La quota parte di pertinenza del player energy può essere coperta tramite prestito bancario.
<b>Membri dell'aggregato</b>	Capitale proprio (+ eventuale capitale di terzi)	I membri dell'iniziativa (es., privati cittadini, PMI) si incaricano di sostenere in toto od in parte l'investimento necessario per l'installazione delle tecnologie abilitanti (la restante parte a carico del player energy). La quota parte di pertinenza dei membri può essere coperta tramite prestito bancario.
	Cessione del credito/sconto in fattura associato a detrazioni fiscali	Altre detrazioni fiscali (50%) possono essere utilizzati, se determinate condizioni sono verificate, per mitigare l'impatto finanziario dell'iniziativa.

<sup>57</sup> Energy & Strategy Group, Electricity market report 2022, Politecnico di Milano

**NB: il superbonus non è cumulabile con la tariffa incentivante.**

Si riportano in seguito alcuni esempi (non esaustivi) di incentivi / contributi a fondo perduto di potenziale rilevanza per la valutazione del Business Plan di una comunità energetica.

Item	Descrizione
<b>Eventuale contributo PNRR (nel caso di comuni sotto i 5.000 abitanti)</b>	<p>Contributo a fondo perduto fino al 40% dell'investimento per la realizzazione della CER per i comuni sotto i 5.000 abitanti.</p> <p><i>Si ricorda che la tariffa premio viene decurtata in maniera proporzionale al contributo ricevuto (del 50% in caso di 40% di contributo in conto capitale). Tale decurtazione è da applicare all'energia condivisa da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale.</i></p>
<b>Detrazioni fiscali con aliquote ordinarie</b>	<p>Agevolazione fiscale su interventi di ristrutturazione edilizia disciplinata dall'art. 16-bis del Dpr 917/86 consistente in detrazione Irpef del 50% in 10 anni delle spese sostenute, fino a un ammontare complessivo delle stesse non superiore a 96.000 euro per unità immobiliare.</p> <p>Tale agevolazione, <u>legata alle persone fisiche o alle società di persone</u>, spetta ai membri della comunità che realizzano un impianto fotovoltaico sulle unità immobiliari di proprietà nel rispetto dei requisiti di potenza installabile (&lt;20kW) e delle spese ammissibili fino al Max stabilito.</p> <p><i>Si ricorda che tale detrazione è pienamente cumulabile con la tariffa incentivante.</i></p>

### 5.3 Indicatori volti a rappresentare la fattibilità economico finanziaria di una comunità energetica

Nel seguito si rappresentano alcuni KPIs (Key performance Indicators) utili per la valorizzazione del ritorno economico-finanziario di una comunità energetica rinnovabile. Nel dettaglio si sono declinate le seguenti tipologie di indicatori:

- Indicatori di ritorno degli investimenti
- Indicatori energetici e ambientali

#### 5.3.1 Indicatori di ritorno degli investimenti

Si riportano nella tabella sottostante i principali indicatori di tipo economico finanziario che possono essere utilizzati per valorizzare il ritorno economico in una comunità energetica.

Item	Descrizione
<b>Payback Period</b>	<p>Indicatore che consente di calcolare il tempo entro il quale il capitale investito viene recuperato attraverso i flussi di cassa netti generati.</p> <p>In presenza di investimenti alternativi, il Pay Back Period porterà a scegliere come opzione quello con un "periodo di recupero" più breve, in quanto da tale momento in poi, l'investimento contribuirà alla formazione di utili lordi.</p>
<b>NPV (Net Present Value)</b>	<p>Indicatore che consente di stabilire il valore corrente di un investimento. È ottenuto dalla differenza tra il flusso di cassa totale scontato e un investimento corrente.</p> <p>Se il risultato è positivo, l'investimento è profittevole. In caso contrario, il calcolo darà un risultato negativo.</p>
<b>IRR (Internal rate of Return)</b>	Tasso di attualizzazione che rende nullo il valore attuale di un investimento.

### 5.3.2 Indicatori di tipo energetico / ambientale

Per valutare la bontà della costituzione di una comunità energetica possono essere spesso utilizzati degli indicatori volti a rappresentare i benefici dal punto di vista ambientale.

Item	Descrizione
<b>Indice di autoconsumo fisico</b>	<p>Indicatore % dato dal rapporto tra l'autoconsumo fisico ed energia elettrica prodotta dagli impianti facenti parte della comunità.</p> <p>Maggiore è tale rapporto maggiore sarà la quota parte di energia prodotta dagli impianti ma auto-consumata presso il medesimo POD ove è ubicato l'impianto e che quindi non contribuisce alla determinazione dell'energia condivisa.</p>
<b>Indice di autoconsumo virtuale</b>	<p>Indicatore % dato dal rapporto tra l'autoconsumo virtuale ed energia elettrica prodotta dagli impianti facenti parte della comunità.</p> <p>Maggiore è tale rapporto maggiore sarà la quota di autoconsumo virtuale all'interno della comunità e che quindi contribuisce al calcolo dell'energia condivisa e quindi dell'incentivo erogato dal GSE.</p>
<b>Indice di autoconsumo totale</b>	<p>Indicatore % dato dal rapporto tra tutta l'energia auto-consumata (dato dalla somma di autoconsumo fisico ed autoconsumo virtuale) ed energia elettrica prodotta dagli impianti facenti parte della comunità.</p> <p>Maggiore è tale rapporto maggiore sarà la quota di autoconsumo virtuale all'interno della comunità e che quindi contribuisce al calcolo dell'energia condivisa.</p>
<b>Indice di autosufficienza energetica</b>	<p>Indicatore % dato dal rapporto tra tutta l'energia auto-consumata (dato dalla somma di autoconsumo fisico ed autoconsumo virtuale) e consumo elettrico dei membri (sia prosumer che consumer) presenti all'interno della comunità.</p> <p>Maggiore è tale rapporto maggiore sarà la virtuosità della comunità energetica dal punto di vista ambientale.</p>
<b>CO2 annuale evitata</b>	<p>Indicatore, espresso in tonnellate di CO2 equivalenti, volto ad indicare la quantità di CO2 non immessa in ambiente per via della costruzione degli impianti rinnovabili all'interno della comunità e della condivisione dell'energia.</p>

### 5.4 Caso studio, simulazione del modello economico-finanziario di una CER

Nel presente paragrafo si presenta il caso studio di modello economico-finanziario di una CER declinato su diversi modelli di Business differenti relativi alla costruzione di una comunità energetica e costruito a partire da informazioni ottenute a partire da studi pubblicamente disponibili<sup>58</sup> rispetto al quale sono stati tuttavia leggermente modificati alcuni parametri al fine di rendere il caso studio più allineato al contesto in oggetto.

La configurazione presentata dallo studio consiste in una CER alimentata da un impianto fotovoltaico di taglia 200 kWp realizzato su di un terreno improduttivo, una discarica esaurita, o un'area industriale dismessa.

La configurazione non presenta utenze direttamente connesse all'impianto che possono beneficiare di autoconsumo fisico e quindi tutta l'energia prodotta viene messa a disposizione della collettività. La CER risulta composta da 180 utenze di diverso tipo: (i) domestiche, (ii) PMI, (iii) utenze del terziario e pubbliche amministrazioni poste tutte all'interno del perimetro della medesima cabina primaria cui è connesso

<sup>58</sup> RSE: CER e Autoconsumo collettivo: alcune simulazioni numeriche alla luce della nuova regolazione, <https://dossierse.it/19-2023-cer-e-autoconsumo-collettivo-alcune-simulazioni-numeriche-alla-luce-della-nuova-regolazione/>

l'impianto. Tale configurazione, che presenta utenze di tipo misto, è stata scelta al fine di massimizzare la percentuale di condivisione dell'energia oggetto di valorizzazione ed incentivazione che è stata ipotizzata pari al 75% della produzione.

Le principali caratteristiche tecnico / economiche della CER oggetto dell'analisi sono in seguito declinate.

Tabella 11 – Parametri tecnici della CER oggetto dell'analisi

Elemento	Valore	Descrizione
<b>Potenza installata, kWp</b>	200	Si considera un impianto Fotovoltaico installato nei pressi di un terreno improduttivo, scarica esaurita o area industriale dismessa. Si è considerato un singolo impianto per la configurazione al fine di far prevalere logiche di economie non realizzabili ricorrendo a diversi impianti singoli di piccole dimensioni.
<b>Ore equivalenti di funzionamento impianto, h/anno</b>	1.200	Si assumono delle ore equivalenti di funzionamento per un impianto fotovoltaico installato nel centro-nord Italia.
<b>Degrado annuo performance dei pannelli, %/anno</b>	- 0,4 %	Si assume un valore standard di letteratura
<b>Vita utile impianto, anni</b>	20	Si assume una vita utile dell'impianto pari alla durata dell'incentivo sull'energia condivisa erogato dal GSE
<b>Indice di autoconsumo fisico, %</b>	0%	Si assume che tutta l'energia prodotta dall'impianto sia immessa in rete e sia quindi resa disponibile ai membri della comunità
<b>Indice di autoconsumo virtuale, %</b>	75%	Si assume un indice di autoconsumo virtuale pari al 75% per effetto della compresenza di diverse tipologie di utenze: domestiche, PMI e PA tali da ottenere una rilevante quota di condivisione dell'energia.

Tabella 12 - Parametri economici della CER oggetto dell'analisi

Elemento	Valore	Descrizione
<b>Prezzo zonale Energia Elettrica, €/MWh</b>	85	Si assume un valore coerente con le attuali proiezioni di mercato come prezzo nel medio del Future sul PUN (Prezzo Unico Nazionale) nel periodo (fonte EEX, As of Date 01/03/2024 <sup>59</sup> )
<b>Incentivo sull'energia elettrica condivisa, €/MWh</b>	compreso tra 90 e 130 €/MWh	Si assume un valore coerente con impianto di potenza compresa tra 200 kWp e 600 kWp installato in Nord Italia
<b>Restituzione componenti tariffarie, €/MWh</b>	10,57 €/MWh	Si assumono i valori 2024 delle tariffe di trasmissione definiti annualmente da ARERA
<b>Costo specifico investimento nell'impianto fotovoltaico, €/kWp</b>	1.200	Si assume il valore massimo per la taglia oggetto dell'analisi come definito dalla bozza di decreto in relazione al contributo PNRR in conto capitale
<b>Costo di O&amp;M, assicurazione e gestione della comunità energetica, % su costo di investimento</b>	3,5% costo investimento /anno	Si assume un valore calcolato come media dei costi di assicurazione, di O&M e di gestione amministrativa e burocratica della CER calcolato da Benchmark di mercato

<sup>59</sup> <https://www.eex.com/en/>

<b>Tasso di interesse (nel caso di ricorso a finanziamento bancario), %</b>	5%	Si assume un tasso di interesse pari al 5% in linea con i valori che ad oggi si possono reperire sul mercato del credito per un investimento di tale tipologia
<b>Tax Rate, %</b>	28%	Tax Rate sulle componenti di Energia elettrica ceduta dalla CER (IRES ed IRAP). Si assume che la CER sia un ente non commerciale e che non siano applicabili le detrazioni fiscali per le persone fisiche.  Si assume altresì un modello semplificato ove si tralasciano eventuali effetti legati alla componente IVA a livello di circolante.

Rispetto a questa configurazione, si è optato per l'analisi di tre possibili modelli di costituzione e di esercizio della CER

- **Modello 1:** impianto finanziato interamente dai membri, in cui tutti i proventi derivanti dalla vendita dell'energia e dall'incentivazione rimangono in capo ai membri stessi. Tale modello è stato vagliato secondo una duplice ottica: (i) investimento realizzato secondo una modalità "Full Equity" ove tutto il finanziamento rimane in capo ai membri della comunità e (ii) investimento realizzato tramite ricorso a finanziamento bancario;
- **Modello 2:** impianto finanziato da un terzo (e.g. una Energy Service Company o una Utility). Per tale casistica è stato valutato se, nella ripartizione dei benefici economici, vi sia un punto di equilibrio che renda interessante il ritorno dell'investimento anche per il terzo e allo stesso tempo permetta un beneficio economico anche per i consumatori coinvolti, i quali tramite la partecipazione alla CER e quindi al loro consumo: (i) contribuiscono alla generazione dell'incentivo e (ii) mettono a disposizione l'area / le aree ove poter installare l'impianto;
- **Modello 3:** impianto finanziato da un Comune con meno di 5.000 abitanti, ricorrendo ai fondi del PNRR per il 40% del costo di investimento iniziale e per la restante parte avvalendosi di fondi propri (30%) e accedendo a soluzioni di debito (restante 30%).

#### 5.4.1 Modello 1 (i) – impianto finanziato interamente dai membri

Nel modello in oggetto sono i membri stessi della comunità a farsi direttamente carico dell'investimento.

Con una producibilità di 1.200 ore equivalenti all'anno ed un degrado delle performance pari a 0,4%/anno, è possibile ottenere una immissione in rete media all'anno di circa 230 MWh a valere sui 20 anni di incentivazione, ed una media di energia condivisa oggetto di incentivazione pari a circa 170 MWh annui.

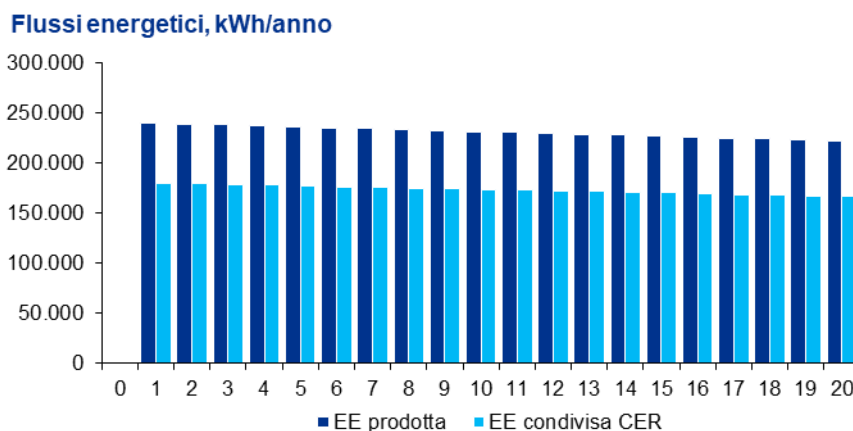


Figura 15 - Flussi Energetici della CER, si evince il degrado delle prestazioni dello 0,5% all'anno dovuto al degrado dei pannelli.

Come riportato nella figura sottostante, l'investimento in oggetto può consentire un rientro tra l'ottavo ed il nono anno (Payback time) ed un IRR dell'11% che corrisponde alla fine del periodo di riferimento ad un flusso di cassa positivo pari a circa 350.000 €, valore che nel complesso potrebbe essere riconosciuto ai membri o investito direttamente all'interno della comunità per finalità di tipo collettivo / sociale.

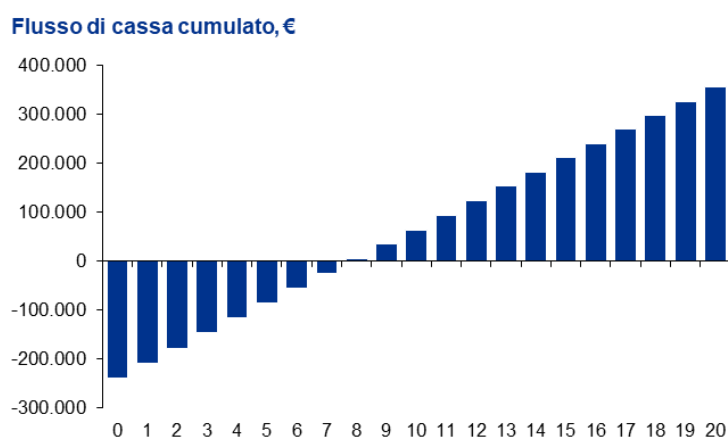


Figura 16 – Evoluzione della cassa per il Modello 1 (impianto finanziato interamente dai membri)

Relativamente al caso in oggetto si può altresì evidenziare come ogni membro della CER, a fronte di un investimento iniziale pari a circa 1.330 € abbia poi un incasso medio annuo di circa 165 € pari nel corso dei 20 anni di vita operativa della configurazione a circa 3.300 € che corrisponde ad un flusso di cassa netto positivo e pari a circa 1.970 €.

#### 5.4.2 Modello 1 (ii) – impianto finanziato tramite prestito bancario

Il caso in esame prevede le medesime ipotesi dal punto di vista operativo rispetto al modello precedente con l'unica differenza che in questo caso l'impianto è finanziato tramite ricorso a capitale proprio per il 30% del totale (circa 72.000 €) mentre la restante quota (pari al 70% dell'investimento, e quindi pari a 168.000 €) si assume come finanziata tramite prestito bancario.

Le caratteristiche che si sono ipotizzate per il prestito bancario sono le seguenti: (i) Tasso di interesse 5%, (ii) durata del finanziamento pari a 12 anni.

Nel caso in oggetto il ritorno economico per l'investitore (cioè la comunità) sarebbe compreso tra i 6 ed i 7 anni con un flusso di cassa positivo al termine della vita utile dell'impianto pari a circa 295.000 €, valore che nel complesso potrebbe essere riconosciuto ai membri o investito direttamente all'interno della comunità per finalità di tipo collettivo / sociale.



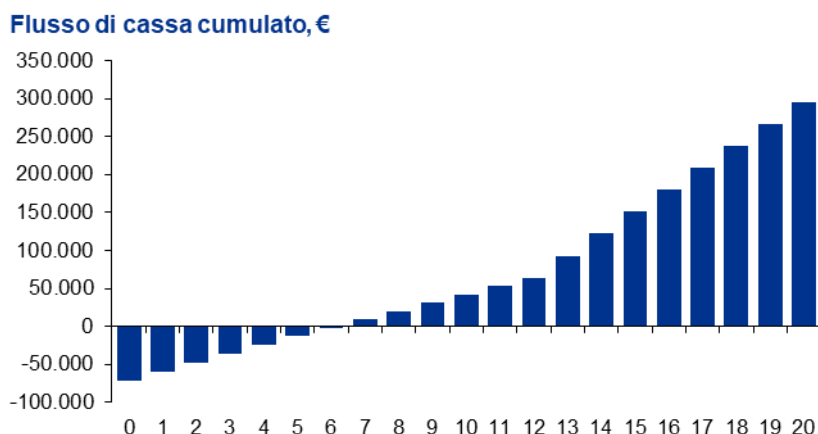


Figura 17 - Flusso di cassa cumulato (vista Equity) nell'ipotesi di ricorso al finanziamento per il 30% dell'investimento.

Risulta evidente come in questo secondo modello ogni membro della comunità sia tenuto a versare come investimento iniziale 400 € (valore decisamente inferiore rispetto al caso i), per un ritorno complessivo nel corso dei 20 anni pari a circa 1.600 €, minore rispetto al caso in full Equity, ma comunque interessante, poiché parte dei benefici sono da considerare a servizio del debito.

#### 5.4.3 Modello 2 – Impianto finanziato da un terzo (Esco o Utility)

Nel caso in esame si è ipotizzato che l'iniziativa sia realizzata tramite l'attività di un soggetto terzo (Esco o una Utility) che si occupa di: (i) promuovere la CER, (ii) installare un impianto fotovoltaico di cui detiene la proprietà e di cui mette a disposizione tutte le finanze necessarie alla costruzione e (iii) gestire la CER.

Risulta evidente come per il caso in oggetto, ai fini di garantire il rientro economico-finanziario per la società terza sia necessario considerare una ripartizione dei benefici tra quest'ultima e la CER stessa. A tal fine si è ipotizzata una configurazione dei rapporti tra la CER e la società così strutturata:

- Tutti i proventi derivanti la vendita dell'energia, rimangono in capo alla società terza;
- La CER corrisponde un canone alla società terza comprensivo di:
  - Costi di gestione operativa comprensivo di oneri per la gestione amministrativa, manutenzione ed assicurazione dell'impianto fotovoltaico. Tale canone si assume pari a circa 6.480 €/anno, valore del 10% minore rispetto a quanto rappresentato nel modello 1 per effetto delle maggiori economie di scala conseguibili da un operatore specializzato come una Esco o una Utility;
  - Messa a disposizione dell'impianto pari a circa 3.000 €/anno (alla base di tale numero vi è un investimento nell'impianto pari a circa 216.000 €. Si è infatti considerato un costo specifico per l'impianto fotovoltaico pari a 1.080 €/MWh, inferiore del 10% rispetto al caso base per tenere conto delle maggiori economie di scala conseguibili da un operatore di grande taglia). Tale corrispettivo viene versato per i primi 12 anni di operatività dell'impianto.
- l'incentivo sull'energia condivisa ed il corrispettivo relativo ai costi evitati determinato da ARERA rimane tutto in capo alla CER.

Di conseguenza, con un modello di questo tipo si potrebbe ottenere un flusso di cassa positivo per la CER medio sui 12 anni pari a circa 9.000 €/anno derivante da un ricavo annuale medio pari a circa 18.000 € cui viene sottratto un costo medio pari a circa 9.000 €.

Come evidente dalla figura sottostante, il flusso di cassa risulterebbe minore nel corso dei primi anni per effetto del canone di messa a disposizione dell'impianto da parte della Esco. Si ritiene comunque importante sottolineare come tramite l'applicazione di questo modello, la CER non investendo direttamente nell'impianto non si trova in deficit di cassa nei primi anni ma beneficia sin dall'inizio di un

bilancio positivo. Tali proventi possono essere adottati dalla CER medesima (a seconda di quanto declinato nello statuto) per alleviare le bollette (lotta alla povertà energetica) oppure per finanziare iniziative sul territorio a favore della collettività.

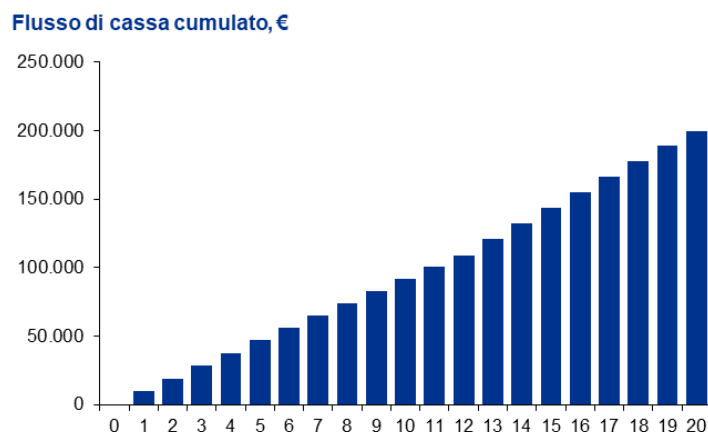


Figura 18 - Flusso di cassa cumulato per la CER nel caso di ricorso ad una Esco/Utility per la realizzazione dell'impianto.

Dal punto di vista del soggetto terzo, sulla base delle ipotesi presentate, si può stimare un IRR pari al 6% con un tempo di rientro compreso tra i 12 e i 13 anni, valori non sempre attraenti per un soggetto business. Bisogna tuttavia considerato come la CER per questo soggetto si può configurare come un mezzo per la vendita di ulteriori servizi quali a titolo esemplificativo: (i) fornitura di servizi ad alto valore aggiunto come a titolo esemplificativo: interventi di efficienza energetica, installazione di colonnine di ricarica elettrica oppure (ii) fornitura di energia elettrica ai membri della comunità. L'operatore potrebbe infatti sfruttare la rete già creata con i membri della CER come leva per veicolare queste ulteriori iniziative.

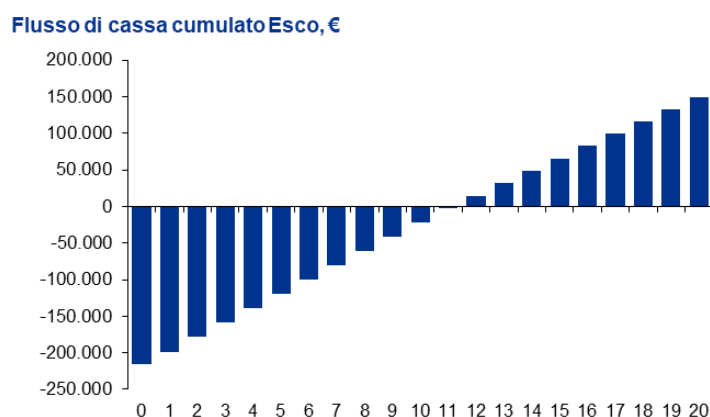


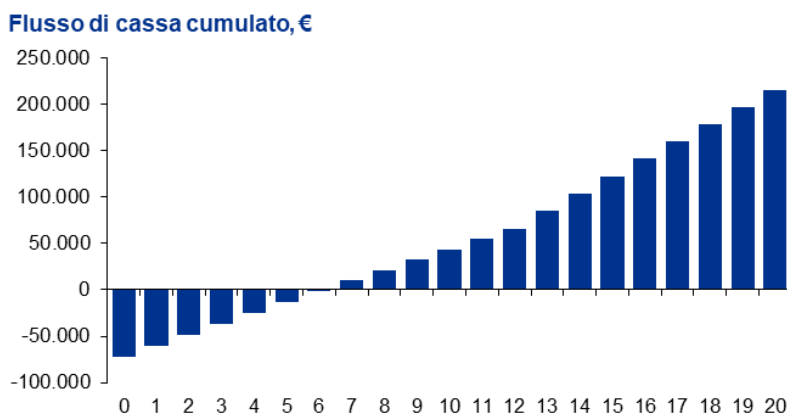
Figura 19 – Flusso di cassa per Esco / Utility

#### 5.4.4 Modello 3 – Impianto realizzato tramite ricorso ai fondi del PNRR nel caso di un comune con meno di 5.000 abitanti

In questo caso, l'impianto è realizzato in un Comune con meno di 5.000 abitanti ricorrendo:

- ai fondi del PNRR a copertura del 40% del costo di investimento iniziale per un totale di 96.000 €;
- mentre il restante 60% è ripartito in egual modo tra fondi propri (30%) e prestito bancario (30%) da restituire nei successivi 12 anni, con un tasso di interesse pari al 5%.

Rispetto al caso in esame, di conseguenza il contributo iniziale per ogni membro della CER sarebbe pari a 400€. Bisogna tuttavia tenere conto che per l'iniziativa l'incentivo riconosciuto sull'energia condivisa viene ridotto del 50% in questo caso (non si assume all'interno della configurazione la presenza di soggetti cui non si applica la decurtazione (e.g. enti religiosi e del terzo settore). Al netto di questo il ritorno economico dell'investimento rimane decisamente rilevante con un rientro sul capitale investito inferiore ai 7 anni.



*Figura 20 - Flusso di cassa cumulato (vista Equity) nell'ipotesi di ricorso al finanziamento per il 30% dell'investimento e tramite ricorso ai fondi del PNRR.*

Nel file in allegato è possibile consultare i Business Plan discussi sopra in formato Xls.



Modello%20Eco-Fin\_  
CER.xlsx