



PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO



RAPPORTO TECNICO

ECOEMPPOWER 



Cofinanziato
dall'Unione europea

COMUNITA' DI
ENERGIA RINNOVABILE



04

PIANO ECONOMICO FINANZIARIO (PEF) PER LA VALUTAZIONE DI SOSTENIBILITÀ DI UNA INIZIATIVA DI COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

NOVEMBRE 2024

redatto con il contributo di:

AGENZIA PROVINCIALE PER LE RISORSE IDRICHE E L'ENERGIA
ufficio studi e pianificazione delle risorse energetiche

Sede: Piazza Fiera, 3 - 38122 a Trento
Telefono: 0461.497310 Fax: 0461.497301
www.energia.provincia.tn.it

Email: aprie@provincia.tn.it (PEC): aprie@pec.provincia.tn.it



Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia

Dirigente generale

dott.ssa Laura Boschini

Coordinamento

ing. Sara Verones

Ufficio Studi e Pianificazione delle Risorse Energetiche

Autori

ing. Luca Pasquale

Ufficio Studi e Pianificazione delle Risorse Energetiche

ing. Silvia Debiasi

Ufficio Studi e Pianificazione delle Risorse Energetiche

Con il contributo di:

dott. Daniel Feduzi

Cassa del Trentino

dott. Giacomo Gheno

Cassa del Trentino

Sintesi non tecnica	3
Premessa	4
1. Metodologia	5
Attendibilità	5
Oggettività	5
Verificabilità	5
2. Assunzioni	6
a. Investimento per la realizzazione dell'impianto	6
b. Costi di gestione e manutenzione dell'impianto	7
c. Costi per la gestione amministrativa	7
d. Oneri finanziari	7
e. Producibilità impianto	7
f. Prezzo energia	8
g. Decadimento della resa del pannello fotovoltaico	8
h. Autoconsumo fisico	8
3. Variabili	8
• Incentivo sull'energia condivisa	8
• Autoconsumo virtuale	9
• Possibili modalità di finanziamento	10
• Indicatori volti a rappresentare la fattibilità economico-finanziaria	10
4. Analisi di convenienza di un impianto condiviso tra Impresa e CER	10
Sotto Dimensionato	11
Base	11
Sovradimensionato	11
Sovradimensionato + CER	11
5. Analisi per un singolo impianto senza autoconsumo	14
5.1 Taglia impianto VS %Energia Condivisa	15
5.2 Taglia impianto VS Prezzo medio dell'energia venduta	16
5.3 Taglia impianto VS % Contributo PNRR	16
5.4 Taglia impianto VS % finanziamento	17
Conclusioni	18
Bibliografia	18

Sintesi non tecnica

Il D.Lgs. 199/2021 e i successivi decreti ministeriali attuativi, hanno introdotto e definito il quadro regolatorio delle Comunità di Energia rinnovabile in Italia definendone i perimetri territoriali e il calcolo degli incentivi e delle valorizzazioni sull'energia condivisa all'interno della configurazione. In particolare, nella definizione della tariffa incentivante, sono stati introdotti elementi variabili quali la valutazione del prezzo zonale orario e le modifiche della tariffa premio in considerazione della percentuale di autoconsumo dell'energia all'interno della configurazione.

Alla luce di questa complessità, tenendo conto del fatto che si tratta di una configurazione energetica nuova per la quale non vi sono dati derivanti da esperienze applicative sul campo, è stato sviluppato un Piano Economico Finanziario (PEF) che integri in un'unica valutazione i costi legati alla gestione della configurazione, i costi di installazione dell'impianto, la quantità di incentivo generato, al fine di valutare la miglior taglia dell'impianto e i relativi tempi di rientro non tecnici.

Attraverso un modello costruito grazie al supporto di Cassa del Trentino che ha fornito dati previsionali sul prezzo dell'energia e competenze specifiche nella valutazione finanziaria degli elementi considerati, sono stati indagati alcuni modelli di Comunità di energia rinnovabile e i relativi impianti così da ricavare la situazione ottimale di condivisione dell'energia per poter ottimizzare il rendimento dell'impianto.

Premessa

Elemento centrale di una comunità di energia rinnovabile è la valutazione della sostenibilità finanziaria e della convenienza economica dell'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. La valutazione delle condizioni per le quali ciò avviene è quindi dirimente.

Nel quadro attuale emerge la necessità di fornire evidenze utili a riflessioni locali sulla costituzione di comunità energetiche rinnovabili sul territorio del Trentino, che possano giovare di una robusta costituzione che ne garantisca l'efficacia, l'efficienza e la durabilità nel tempo, divenendo progetti reali di comunità locale.

Dalle esperienze emerse negli ultimi anni in Trentino, si evidenzia come vi sia la necessità di affrontare in maniera organica la pianificazione finanziaria di una comunità di energia rinnovabile. Le regole nazionali per l'incentivazione, il cui completamento è di febbraio 2024, non trovano sufficiente l'analisi settoriale dei costi del solo impianto, della costituzione e gestione del soggetto giuridico, della generazione dell'incentivo, ma vedono la necessità di mettere questi elementi a sistema in modo da governare in maniera unitaria un sistema complesso come quello definito dal D.Lgs 199/2021. Solo così si riesce ad approfondire la sostenibilità di una Comunità di energia rinnovabile nel medio e lungo periodo ovvero nei 20 anni nella quale risulta vincolata all'incentivo.

Nel presente rapporto tecnico sono quindi trattati i seguenti aspetti:

- (i) modello economico finanziario di una comunità energetica rinnovabile;
- (ii) indicatori volti a rappresentare la dimensione tecnica, la dimensione incentivante e quella economico-finanziaria;
- (ii) due casi di analisi: quello di un impianto fotovoltaico posto a terra privo di autoconsumo fisico e quello di un impianto con un'utenza industriale servita direttamente.

Gli elementi sono presentati in maniera composita ed aggregata, illustrando e presentando agli interessati i risultati delle analisi ed elaborazioni svolte, in formato chiuso.

Gli strumenti elaborati si affiancano a quelli di GSE ed ENEA (RECON), dai quali si distingue per essere maggiormente orientato alle verifiche degli indicatori di sostenibilità economico-finanziaria.

La scelta di non permettere la consultazione dei business plan trattati, così come il loro utilizzo per l'elaborazione di piani economico finanziari su casi specifici è dettata dalla volontà di accompagnare le nascenti CER in Trentino con suggerimenti, senza sostituirsi alle fasi di progettazione, necessarie e più dettagliate, che possono essere svolte da operatori privati presenti e nascenti nell'ecosistema delle configurazioni di condivisione e autoconsumo di energia rinnovabile.

1. Metodologia

Il piano economico finanziario (PEF) è un documento complesso il cui scopo è quello di definire la sostenibilità economica di un progetto. Non è pertanto un documento basato su certezze, ma su una previsione di costi, ricavi e utili che un determinato progetto avrà nel futuro. Nonostante la sua natura strettamente previsionale lo stesso deve rispettare i seguenti criteri:

Attendibilità

Elaborare un PEF attendibile significa partire da una base storica di dati e da una analisi di mercato. Il PEF deve includere tutte le voci di costo e di ricavo, considerando anche eventuali imprevisti e variabilità di mercato. Deve coprire l'intero ciclo di vita del progetto e le ipotesi su cui si basa (costi di costruzione, tassi di interesse, inflazione, domanda di servizi, ecc.) devono essere realistiche e coerenti con i dati storici e le previsioni economiche. Il PEF per essere attendibile dovrebbe essere sottoposto a revisione o audit da parte di esperti indipendenti per garantire la solidità e ridurre il rischio di errori o omissioni. In questo caso particolare il PEF è stato sviluppato assieme a CDT che ne ha controllato l'esattezza e accuratezza e validata la robustezza. Per rendere il PEF chiaro e trasparente sono stati utilizzati documenti e report di comprovata validità per poter avere una documentazione dettagliata che permetta di comprendere le scelte fatte e le metodologie utilizzate.

Oggettività

Costruire un PEF oggettivo significa svolgere previsioni che, seppur non certe, siano basate su dati e valutazioni non aleatorie ma date dall'esperienza e dai fatti: un significativo incremento di entrate rispetto a quelle degli anni precedenti a quelli di presentazione del progetto deve essere supportato da nuove strutture, nuovi investimenti, nuovi eventi che ne creano le condizioni. L'oggettività del PEF è ravvisabile in un incrocio tra i dati riportati nel PEF stesso ed altri documenti di comprovata attendibilità'.

Verificabilità

In quanto il PEF null'altro è che uno strumento previsionale, i suoi risultati devono poter essere verificabili sia al momento in cui è strutturato, sia in un successivo momento per dare certezza alla previsione.

Una corretta impostazione del PEF in sede previsionale permette di valutare gli elementi costituenti l'equilibrio economico e finanziario (come definito dall'art. 3, comma 1, lett. fff del D.Lgs. n. 50/2016), dunque la potenziale redditività del progetto e la capacità di remunerare gli investimenti, ferma restando l'esistenza di un "rischio operativo" in capo al concessionario, e di asserire in tal caso che trattasi di servizio a rilevanza economica.

Il PEF serve non solo agli imprenditori per pianificare e monitorare l'andamento dell'azienda o del progetto, ma è anche uno strumento fondamentale per presentare l'iniziativa a potenziali investitori e finanziatori, dimostrando la fattibilità e la sostenibilità economica e finanziaria.

2. Assunzioni

Per questo PEF sono stati considerati alcuni costi parametrici sulla base della letteratura esistente. In alcuni casi i dati della letteratura non sono stati trovati ed è stata necessaria un'interpolazione di quelli esistenti oppure, come nel caso del prezzo dell'energia negli anni, è stata necessaria una collaborazione con Cassa del Trentino per identificare una curva del prezzo.

a. Investimento per la realizzazione dell'impianto

La struttura dell'incentivo delle CER formulata dal GSE prevede che vi sia generazione di incentivo legata ad ogni singolo impianto fintanto che questo abbia dimensioni inferiori ad 1 MW. Per questo motivo l'analisi dei prezzi e' stata effettuata per impianti inferiori a tale taglia e si è identificato un costo unitario parametrico che considera tutti i costi principali di costruzione e installazione di un impianto PV. Per le finalità di questo PEF infatti non si è ritenuto utile analizzare ogni singola voce di costo. Il documento principale dal quale sono stati ricavati questi dati e' il "National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022" (GSE et al. 2022). Dalla Tabella 9 a pag 11 di questo report si possono ricavare i dati utili per varie taglie di impianto che permettono di definire una curva parametrica del costo in funzione della potenza installata.

Table 9: Turnkey PV system prices of different typical PV systems in 2022 ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾

Category/Size	Typical applications and brief details	[€/W]
Residential BAPV < 10 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected households. Typically roof-mounted systems on villas and single-family homes.	1,30 – 1,80
Small commercial BAPV 10-100 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agriculture barns, grocery stores etc.	1,25 – 1,50
Large commercial BAPV 100-250 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected large commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agriculture barns, grocery stores etc.	1,15 – 1,40
Industrial BAPV >250 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected industrial buildings, warehouses, etc.	0,90 – 1,20
Small centralized PV 1-20 MW	Grid-connected, ground-mounted, centralized PV systems that work as central power station. The electricity generated in this type of facility is not tied to a specific customer and the purpose is to produce electricity for sale.	

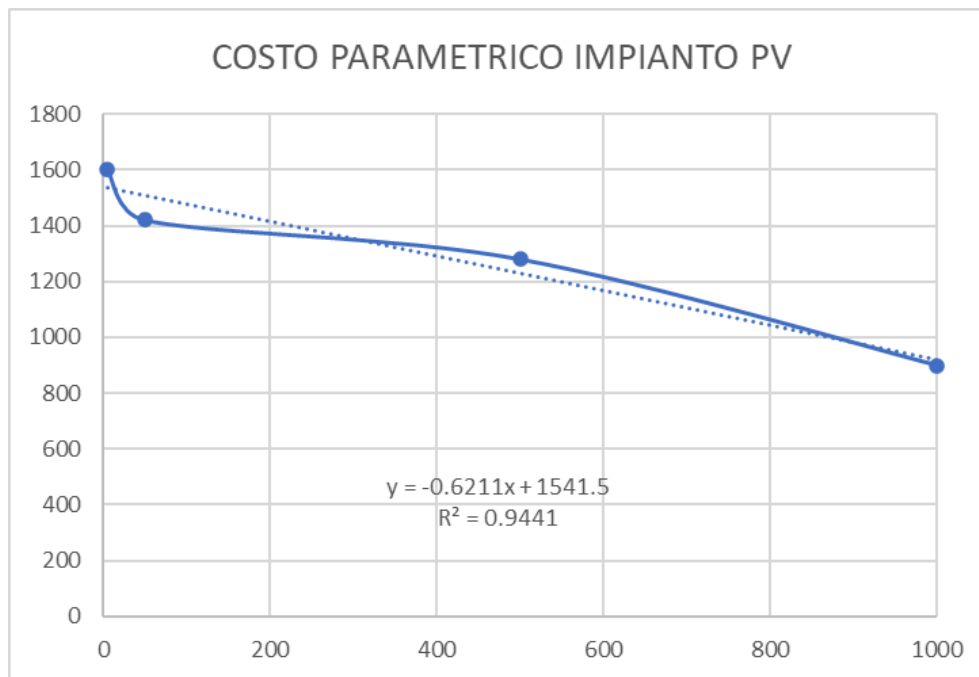
¹GSE specific survey

² Excluding VAT

³ Blank box stands for not available data

Tabella di pag 11 (GSE et al. 2022)

Come anticipato, sulla base della tabella fornita nel report è stata creata un'interpolazione lineare con la taglia dell'impianto in ascissa e il costo dello stesso in ordinata.



b. Costi di gestione e manutenzione dell'impianto

Dal report GSE sul mercato del fotovoltaico pubblicato nel 2022 ("National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022") si possono evincere i costi fissi e parametrici per la gestione di un impianto fotovoltaico. Per la manutenzione dell'impianto si considerano quindi 18 €/kW, mentre l'assicurazione vale l'1% del costo totale dell'impianto. Per l'inverter infine vengono considerati 50 €/kW che verranno accantonati per la sostituzione dell'inverter ogni 10 anni.

c. Costi per la gestione amministrativa

Per i costi di gestione amministrativa si assume un valore calcolato come media dei costi di operatività e mantenimento e di gestione amministrativa e burocratica della CER calcolato da Benchmark di mercato, e vengono assunti con 8500 € una tantum per il costo di costituzione mentre 3000 €/annui per i costi amministrativi e di mantenimento della CER.

Si tenga presente che questi sono dei costi minimi per la costituzione e gestione della Cer, non considerando pertanto remunerazione per le persone coinvolte ma solo spese vive legate all'impianto e alla contabilità.

d. Oneri finanziari

Sono considerati 400 €/annui per le commissioni bancarie per l'erogazione del mutuo.

e. Producibilità impianto

Un'altra assunzione fondamentale per il dimensionamento di un impianto fotovoltaico è la sua producibilità che viene intesa come la potenza di picco generata in un anno per ogni kW installato. Per la PAT tale producibilità si può considerare attorno ai 1200 kWh, come da studio sul potenziale solare condotto dalla Fondazione Bruno Kessler sull'intero territorio provinciale, precedentemente pubblicato.

f. Prezzo energia

La scelta del prezzo dell'energia è una delle variabili che più influenza i risultati del Piano economico-finanziario.

E' stata pertanto posta estrema attenzione a questa assunzione e sono state vagliate diverse ipotesi. Tra di esse è stata valutata l'opzione di considerare i prezzi degli ultimi anni, ma come noto gli anni 2020-2023 hanno visto uno stravolgimento degli stessi, dovuti prima alla pandemia Covid-19 e poi alla bolla dovuta alla guerra russo-ucraina e agli altri accadimenti internazionali. Per questo motivo si è scelto di non avvalersi di questa serie storica.

Altra alternativa è stata quella di utilizzare i prezzi pre-2020, ma anche in questo caso lo scenario attuale si discosta fortemente dalle condizioni socio-economiche pre-pandemia, motivo per cui anche questa possibilità è stata scartata.

Si è pertanto scelto, grazie alla collaborazione con Cassa del Trentino, di avvalersi di una curva realizzata da Cassa Depositi e Prestiti in occasione dell'analisi di un piano economico-finanziario di un impianto fotovoltaico.

Tale curva non presenta oscillazioni orarie e stagionali, ma si limita a dare un prezzo medio annuo per 24 anni. Si è valutato che un unico valore annuo possa essere sufficientemente rappresentativo visto che l'oscillazione oraria nei prossimi anni è una variabile aggiuntiva da definire che potrebbe essere sensibilmente differente, e si è pertanto scelto di tenere come unica variabile stimata il prezzo medio annuo.

Tale curva di Cassa Depositi e Prestiti vede un andamento con una forte decrescita nei primi 5 anni, passando da un prezzo medio annuo di 97 €/MWh a circa 70 €/MWh, per poi continuare la decrescita in maniera più dolce fino a circa 45 €/MWh all'anno 20, e spingendosi all'anno 24 a circa 32 €/MWh.

Questa curva è stata giudicata cautelativa in quanto vede una sensibile diminuzione dei prezzi, considerando che le ore di produzione diurne del fotovoltaico presumibilmente saranno quelle che nei prossimi anni vedranno la contrazione maggiore.

g. Decadimento della resa del pannello fotovoltaico

Per un calcolo corretto della resa negli anni dell'impianto fotovoltaico è necessario prendere in considerazione anche il decadimento del pannello stesso. Sulla base dei dati forniti da alcune aziende produttrici e dalle analisi fatte su alcuni siti si ipotizza una perdita che può variare attorno allo 0.4-0.5% annuo (Hurst and Zagame 2023) (Lane, n.d.).

Nel foglio di calcolo utilizzato il valore di partenza è impostato ad una cifra intermedia dello 0.45%.

h. Autoconsumo fisico

Quota parte di energia prodotta dagli impianti e auto-consumata presso il medesimo POD ove è ubicato l'impianto e che quindi non contribuisce alla determinazione dell'energia condivisa.

3. Variabili

- **Incentivo sull'energia condivisa**

Il valore dell'incentivo sull'energia condivisa è stato considerato come da Allegato 1 del Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 7 dicembre 2023, n. 414 (nel seguito Decreto CACER), di cui si riportano i valori in €/MWh:

a) per impianti di potenza > 600 kW

TIP: $60 + \max(0; 180 - P_z)$

Dove P_z è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.

La tariffa premio non può eccedere il valore di 100 €/MWh.

b) per impianti di potenza > 200 kW e ≤600 kW

TIP: $70 + \max(0; 180 - P_z)$

Dove P_z è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.

La tariffa premio non può eccedere il valore di 110 €/MWh.

c) Per impianti di potenza ≤ 200 kW

TIP: $80 + \max(0; 180 - P_z)$

Dove P_z è il prezzo zonale orario dell'energia elettrica.

La tariffa premio non può eccedere il valore di 120 €/MWh.

A tale valore sono stati sommati i 10 €/MWh della correzione della tariffa premio per impianti fotovoltaici in funzione della zona geografica, come da punto 2 dell'allegato, ipotizzando gli impianti ubicati sul territorio trentino.

Nei casi di contribuzione in conto capitale sono state inoltre applicate le decurtazioni previste nel punto 3:

*TIP Conto Capitale = $Tip * (1 - F)$*

dove F è un parametro che, nella generalità dei casi, varia linearmente tra 0, nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale, e un valore pari a 0,50, nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento.

Non sono stati considerati punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali o altri enti con diritto di esenzione della decurtazione.

In funzione di quanto appena esposto, avendo considerato un prezzo dell'energia fisso annuale non si vedono variazioni dovute alle oscillazioni orarie, ma il valore dell'incentivo è fisso. Inoltre, visto che il prezzo dell'energia è inferiore ai 120 €/MWh già nell'anno 1 e poi in continua decrescita, il valore dell'incentivo viene sempre preso nel suo prezzo massimo.

Pertanto il valore dell'incentivo vede una variazione solo in funzione della taglia dell'impianto.

Sono stati considerati i corrispettivi di valorizzazione ARERA con 8 €/MWh come dal documento di APRIE "Configurazioni tecniche di comunità di energia rinnovabile modellate sul Trentino (aggiornamento)" pubblicato a giugno 2024.

Nel presente PEF, laddove vi sia la presenza anche di un'azienda, si è considerato che una percentuale dell'incentivo generato ritorni ai soci. Non si entra nel merito delle regole di ripartizione dell'incentivo, che sono demandate all'assemblea dei soci o ad appositi regolamenti attuativi. In linea di principio la stessa quota potrebbe essere altresì destinata a scopi statutari della CER.

- **Autoconsumo virtuale**

Un dato molto importante, e che sarà oggetto di variabilità nelle analisi multiscenario in seguito sviluppate, è la percentuale di energia condivisa all'interno della CER. Poiché l'incentivo del GSE viene generato solamente quando la CER consuma l'energia prodotta nell'ora di produzione, risulta fondamentale capire quanta energia la CER sia capace di consumare durante i vari periodi di produzione dell'impianto.

Nel secondo csao di studio nel PEF non viene considerata la quota parte di energia autoconsumata dai vari attori della CER in quanto si considera che la CER abbia un impianto PV costruito "a terra" e quindi privo di autoconsumo. Nella realtà vi potranno essere delle situazioni ibride che andranno valutate caso per caso attraverso anche software disponibili in rete come quello sviluppato da ENEA (ENEA, n.d.).

Per quanto riguarda i profili di consumo, l'obiettivo è quello di individuare tipologie di profili di consumo in modo da simulare il più realisticamente possibile le comunità energetiche nascenti di tipo residenziale (GSE 2024). Nello specifico la curva di consumo residenziale è caratterizzata da picchi durante le ore di frequentazione dell'abitazione.

Dal documento di APRIE ("Configurazioni tecniche di comunità di energia rinnovabile modellate sul Trentino (aggiornamento)", giugno 2024) si può dedurre che l'energia condivisa può raggiungere il valore dell' 80% qualora intervengano circa un centinaio di famiglie con curve di consumo tipiche del residenziale.

- **Possibili modalità di finanziamento**

- capitale proprio: uso di fondi propri, senza obbligo di restituzione del capitale impiegato;
- prestito bancario: contrazione di un mutuo a tasso di interesse fisso, che si assume del 7% in linea con i valori che oggi si possono reperire sul mercato del credito, con restituzione in 10 anni;
- contributo PNRR: contributo a fondo perduto fino al 40% dell'investimento per la realizzazione dell'impianto per i comuni sotto i 5000 abitanti. La tariffa premio viene decurtata in maniera proporzionale al contributo ricevuto. Tale decurtazione non 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 protezione ambientale.

- **Indicatori volti a rappresentare la fattibilità economico-finanziaria**

- payback period: indicatore che consente di calcolare il tempo entro il quale il capitale investito viene recuperato attraverso i flussi di cassa netti generati;
- TIR progetto: è quel tasso di attualizzazione per il quale il VAN del progetto è pari a zero ed esprime il rendimento effettivo;
- TIR equity: rendimento effettivo del progetto.

4. Analisi di convenienza di un impianto condiviso tra Impresa e CER

L'analisi presentata in questo capitolo confronta la possibilità di condividere o meno l'energia prodotta da un impianto di proprietà di un'azienda con i membri di una CER in grado di assorbire l'energia in eccesso prodotta durante gli orari di chiusura aziendale, riscuotendo l'incentivo GSE.

Questo scenario comparativo permette di analizzare quattro configurazioni tipologiche per poter individuare i vantaggi economici di ciascuna soluzione ed evidenziare, se possibile, il vantaggio di coinvolgere una CER per poter aumentare la redditività dell'investimento da parte di un'azienda. Questo scenario comparativo non considera invece le ricadute sociali e i benefici a livello comunitari di una scelta di condivisione dell'energia a livello locale.

Essa ha permesso di appurare come il sovradimensionamento unito alla condivisione dell'energia con la CER risulti la configurazione più efficiente. Infatti, grazie alla massimizzazione dell'incentivo e alle economie di scala di un impianto più grande, è possibile ottenere un tempo di rientro minore.

Con l'attuale normativa infatti, vi è una convenienza a massimizzare il consumo dell'energia prodotta dall'impianto (autoconsumo) in quanto tale energia beneficia del massimo incentivo da parte del GSE. Sono stati analizzati quattro scenari con le seguenti variabili di partenza per l'azienda:

- Il consumo annuo;

- La percentuale di autoconsumo;
- La spesa per la materia energia e gli oneri in bolletta;

per la CER invece le variabili di partenza sono:

- Il consumo annuo;
- La percentuale di autoconsumo;
- Il pagamento ricevuto dai componenti della CER;
- Eventuale percentuale di incentivo PNRR nella costruzione dell'impianto.

I quattro scenari si differenziano per il dimensionamento dell'impianto, per il costo marginale e per il tipo di consumatore finale (Azienda o Azienda + CER) e possono essere riassunti come segue:

Sotto Dimensionato

Ipotizza l'installazione di un impianto sottodimensionato rispetto alle reali necessità di autoconsumo fisico del POD aziendale, con copertura dei consumi del 50% e assenza di condivisione dell'energia prodotta con la CER. Il costo di tale impianto viene sostenuto interamente dall'azienda senza alcun beneficio derivante dal PNRR. Trattandosi di autoconsumo in situ il beneficio economico deriva unicamente dal risparmio in bolletta conseguito dall'azienda e non vi è un reale flusso monetario derivante dall'esterno. Il risparmio conseguito in questa configurazione è legato strettamente al costo dell'energia elettrica contrattualizzato tra azienda e fornitore.

Base

Ipotizza l'installazione di un impianto dimensionato per sfruttare l'autoconsumo fisico del POD, con copertura dei consumi del 100% e assenza di condivisione virtuale dell'energia prodotta con la CER. L'energia in eccesso (prodotta nei periodi di chiusura aziendale) viene ceduta al mercato elettrico al Prezzo Unico Nazionale ("PUN") senza valorizzazione dell'incentivo GSE per autoconsumo. In questa configurazione l'azienda riceve annualmente un flusso monetario derivante dal GSE per l'energia immessa in rete. Il costo marginale di questo impianto risulta minore del precedente permettendo un'economia di scala che incrementa il rendimento complessivo dell'operazione.

Sovradimensionato

Ipotizza l'installazione di un impianto sovradimensionato del 200% rispetto alle effettive esigenze aziendali e assenza di condivisione virtuale dell'energia prodotta con la CER. Analogamente al precedente scenario, l'energia in eccesso viene ceduta al mercato e non beneficia dell'incentivo GSE. Nonostante un costo marginale inferiore rispetto ai precedenti scenari, il costo complessivo dell'impianto risulta sproporzionato rispetto agli incassi conseguibili in quanto la maggior parte dell'energia prodotta viene ceduta al mercato elettrico al PUN senza alcuna valorizzazione dell'incentivo per autoconsumo da parte del GSE.

Sovradimensionato + CER

Lo scenario 3 e lo scenario 4, quelli sovradimensionati, si differenziano solo per la presenza della CER nel quarto scenario che fa variare il tasso di rendimento tra il valore minimo dello scenario 3 a quello massimizzato dalla percentuale di condivisione dell'energia della CER. In questo modo si può valutare quanto una CER consapevole e attenta all'autoconsumo possa rendere profittevole l'investimento.

Questo scenario ipotizza di condividere virtualmente l'energia prodotta da un impianto nella configurazione precedente (sovradimensionato del 200%), con gli utenti di una CER in grado di autoconsumare l'energia prodotta dall'impianto dell'azienda, incassando quindi l'incentivo GSE per autoconsumo. In questa configurazione l'azienda finanzia l'investimento, entra a far parte della CER, condivide con gli utenti consumatori parte dei flussi monetari complessivi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica a mercato e dall'incasso dell'incentivo GSE per autoconsumo. Il beneficio derivante dall'economia di scala (minor costo marginale dell'investimento) unito alla massimizzazione del valore dell'energia rende sostenibile l'iniziativa, remunerando adeguatamente il maggior costo dell'investimento.

I dati di input e le assunzioni di progetto del foglio di calcolo, riportate nella tabella qui sotto, riguardano per l'impresa:

- Consumo energetico annuo in MWh;
- capacità di autoconsumo fisico;
- Spesa annuale per l'acquisto della materia energia elettrica (a livello teorico, senza avere a disposizione delle bollette reali, si ipotizza un valore di 100 €/MWh);
- Oneri fissi in bolletta (a livello teorico, senza avere a disposizione delle bollette reali, si ipotizza un valore di 100 €/MWh).

Per la comunità energetica rinnovabile invece i dati di input sono:

- Consumo energetico annuo in MWh;
- La percentuale di autoconsumo virtuale ottimale della comunità energetica rinnovabile;
- La percentuale del 45% di incentivo che la CER riceve dalla spartizione con l'impresa. In questo caso specifico la CER riceve inoltre il 20% dell'importo totale degli incentivi generati;
- la percentuale di incentivo che la CER riceve dal PNRR (fino ad un massimo del 40% e per comuni inferiori ai 5000 abitanti).

Energia Azienda		anno 0
Consumo Annuo MWh		300
Percentuale autoconsumo		70%
Spesa per materia energia		30,000 €
Oneri in bolletta		30,000 €
Costo complessivo energia		200 €
Dati CER		
Consumo Annuo MWh		600
% Consumo Contemporaneo		40%
Quota spettanza Cittadini		20%
% PNRR		0%

Le ipotesi del GSE ("GSE PowerPoint" 2024) sono invece le seguenti considerando che se, su base annua, l'energia condivisa incentivabile della CACER supera il valore-soglia del 55% rispetto al totale dell'energia immessa sono possibili due meccanismi di allocazione dei proventi derivanti dall'energia immessa:

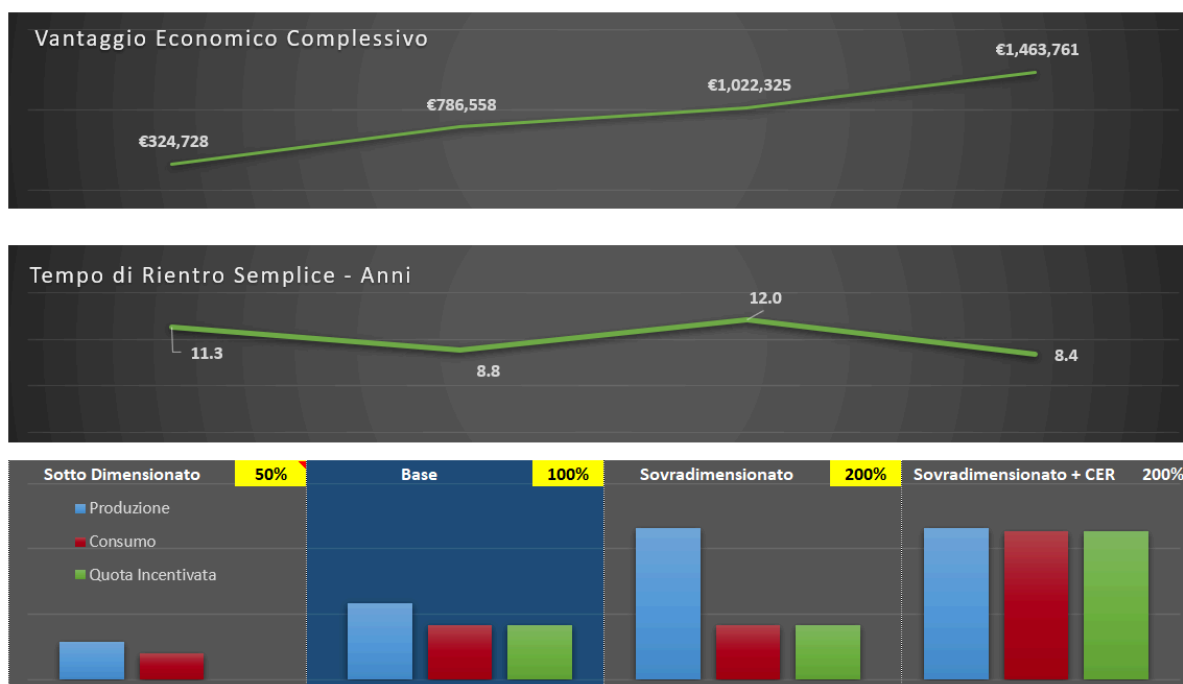
- i proventi dell'energia eccedente il valore soglia del 55% può essere ripartito "ai soli consumatori diversi dalle imprese";
- i proventi dell'energia eccedente il valore soglia del 55% può essere re-investito dalla CACER per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione.

Parametri GSE	
PUN Medio Annuo	65
Incentivo Medio	185
Quota incentivata per CER MAX	62%
55% per Azienda	

Con questi dati di input il foglio di calcolo stima una dimensione ottimale per soddisfare il fabbisogno dell'azienda e calcola tutti i parametri per ottenere consumi, costi, incentivi e ottenere infine il tasso di rendimento nelle varie configurazioni di progetto.

Nella figura qui sotto vengono evidenziati con i grafici quanto esposto qui sopra e si possono evincere alcuni parametri numerici che permettono di identificare abbastanza facilmente i vantaggi economici e i tempi di ritorno dell'investimento da parte di un'impresa. Nello specifico si evidenzia come il Tempo di

rientro semplice per un'impresa che ha un dimensionamento BASE e' praticamente identico al tempo di rientro di un'impresa che sovradimensiona del doppio il proprio impianto e lo condivide con una comunita' energetica.



Il vantaggio in termini di redditività del quarto scenario (Sovradimensionato + CER) permane anche a fronte di maggiori costi operativi della CER che dovranno essere scomputati dagli incassi annui derivanti dalla vendita dell'energia e incasso di incentivi GSE. Qualora fossero disponibili incentivi PNRR in grado di ridurre l'onere complessivo a carico dell'azienda, il beneficio compenserebbe ancor di più la riduzione proporzionale del contributo GSE garantendo comunque la sostenibilità dell'investimento.

		Sottodim.	Normale	Sovra	Sovra+CER
Potenza Impianto	KW	125	250	500	500
	KWh prodotti annui	145	290	580	580
	KWh Autoconsumati	102	210	210	580
	KWh Ceduti a Rete	44	80	370	370
	KWh Usati da CER				359
Investimento		182,978	346,545	615,450	615,450
	Costo dell'impianto al Kwp	1,464	1,386	1,231	1,231
Vantaggio Economico medio annuo		20,316	39,328	51,116	73,188

	Risparmio in Bolletta	20,316	42,000	42,000	42,000
	Incasso Incentivo GSE		5,293	24,271	24,271
	Incasso Vendita Energia				66,306
	Pagamento a CER				-36,234
Tasso di Rendimento					
	TIR	-1.8%	2.9%	-2.1%	4.3%
Tempo di Rientro					
	Tempo rientro semplice	11.27	8.81	12.04	8.41
Vantaggio Fiscale					
	Ammortamento Tecnico annuo - per 9 anni	20,331	38,505	68,383	68,383

Infine, la tabella qui sopra mostra un chiaro riepilogo dei dimensionamenti proposti e dei dati di maggior rilievo per poter ottenere una panoramica veloce ma completa della redditività dei vari scenari proposti.

Si vuole evidenziare che in questo contesto di “predimensionamento” di un impianto ottimale il TIR non ha un valore significativo ma il tasso di rendimento verrà adeguatamente calcolato nel paragrafo successivo.

5. Analisi per un singolo impianto senza autoconsumo

Prima di illustrare i casi analizzati è opportuno spiegare brevemente cosa sia l'analisi multicriterio e lo strumento utilizzato per configurare i vari scenari.

Il foglio di calcolo permette di eseguire molteplici volte gli stessi calcoli cambiando due variabili alla volta e permettendo di ottenere una gran mole di dati con una semplice tabella a doppia entrata.

Il file di calcolo è strutturato con due fogli di lavoro: uno principale e uno con le analisi multiparametro. Nel foglio di lavoro principale si parte inserendo i dati per il dimensionamento dell'impianto:

- taglia dell'impianto (kW);
- la producibilità (kWh/kW);
- il decadimento della resa dell'impianto;
- inflazione sull'energia;
- percentuale di autoconsumo virtuale;
- percentuale di contributo del PNRR

Con questi parametri di partenza e sulla base delle assunzioni delineate in precedenza si calcola il costo dell'impianto e la sua producibilità nei 20 anni. Si calcolano poi i ricavi e i costi operativi così come sono stati definiti nel paragrafo precedente.

Proseguendo il foglio di calcolo determina i margini operativi, gli ammortamenti, il reddito operativo e per poi passare alla sezione successiva dove vengono determinati tutti i parametri tipici del mutuo quali il calcolo dell'interesse e il calcolo dell'interesse sull'IVA. Alla fine di questo foglio di calcolo vengono calcolate e quantificate tutte le imposte come l'IRES e l'IRAP.

L'output del foglio di calcolo è dato con alcuni indicatori che attraverso delle percentuali identificano la redditività del progetto (TIR progetto) e la redditività dell'investimento (TIR equity).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1																
2																
3		Taglia impianto	700				TIR Progetto									
4		eng condivisa	80%				6.81%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
5		PNRR	0%													
6		Prezzo energia	97.00 €													
7		% finanziamento	80%													
8		TIR progetto	6.81%													
9		TIR Equity	8.09%													
10																
11																
12																

Dalla figura qui sopra si possono evincere gli output del foglio di calcolo principale che vengono riportati qui:

- TIR di progetto;
- TIR dell'equity.

Utilizzando lo strumento del foglio di calcolo Data- What-If Analysis - Data Table si costruisce la "matrice" rappresentata nella figura sopra nella quale, nell'esempio riportato, i dati di input sono la riga gialla con la taglia dell'impianto, la colonna gialla con la % di energia condivisa e l'output è il TIR di progetto. Ad esempio, per la cella M11 il foglio di calcolo prende la cella M3 con la taglia dell'impianto, la % di energia condivisa corrispondente nella cella G3, le inserisce dentro al foglio di lavoro principale attraverso i dati di input D3 e D4, calcola il TIR di progetto e inserisce tale valore in M3. Questo processo viene iterato automaticamente dalla cella H4 fino alla cella P12. Per quelle combinazioni di input nelle quali per motivi finanziari non e' possibile il calcolo del TIR il programma da errore, come nel caso della cella H4.

Analizzando i dati in possesso e considerando che lo scopo del presente documento è quello di fornire un'indicazione preliminare sulla convenienza o meno della nascita di una CER tramite analisi degli indicatori volti alla fattibilità economico-finanziaria, gli indicatori che sono ritenuti più importanti per questo tipo di analisi sono la dimensione dell'impianto, che non può comunque superare i 1000 kW di potenza, la percentuale di autoconsumo virtuale dell'energia, la percentuale di contributo del PNRR e il prezzo dell'energia.

Il caso presenta una configurazione di CER che consiste in un impianto fotovoltaico realizzato a terra e non presenta utenze direttamente connesse all'impianto che possano beneficiare di autoconsumo fisico e quindi tutta l'energia prodotta viene immessa in rete ed è valevole per l'autoconsumo virtuale e generazione di incentivo.

Le analisi multi scenario effettuate hanno una gradazione di colore per renderle facilmente leggibili e intuire in maniera immediata quali siano le situazioni in cui possa essere di maggior interesse procedere.

Il valore soglia pari al 7% è stato deciso in linea con i valori che al momento della stesura del report si possono reperire sul mercato del credito per un investimento di tale tipologia. Si tratterà quindi di un progetto valevole di investimento quel progetto che avrà un TIR maggiore ad almeno il tasso di interesse richiesto dalla banca. I colori di riferimento sono quindi:

- rosso acceso man mano che il TIR decresce dal punto di riferimento posto al 7.5%;
- giallo per progetti con un rendimento del TIR di progetto/equity del 7%;
- verde sempre più brillante per TIR con un rendimento maggiore del 7%.

5.1 Taglia impianto VS %Energia Condivisa

Nei grafici qui di seguito esposti si valutano gli indicatori di fattibilità economico-finanziaria (TIR equity e TIR progetto), al variare, in orizzontale della taglia dell'impianto, mentre in verticale della percentuale di condivisione dell'energia.

	TIR Progetto	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	6.81%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
% Energia Condivisa	20%	#NUM!	-6.78%	-4.92%	-3.99%	-3.38%	-3.42%	-3.03%	-2.69%	-2.38%
	30%	-4.19%	-2.66%	-1.62%	-0.98%	-0.52%	-0.74%	-0.42%	-0.13%	0.13%
	40%	-0.78%	-0.01%	0.65%	1.08%	1.42%	1.16%	1.40%	1.63%	1.84%
	50%	1.28%	1.73%	2.34%	2.75%	3.07%	2.72%	2.96%	3.19%	3.40%
	60%	3.05%	3.33%	3.90%	4.29%	4.61%	4.17%	4.42%	4.64%	4.86%
	70%	4.67%	4.82%	5.36%	5.74%	6.04%	5.54%	5.78%	6.01%	6.22%
	80%	6.17%	6.20%	6.71%	7.06%	7.35%	6.81%	7.04%	7.26%	7.47%
	90%	7.51%	7.46%	7.93%	8.27%	8.55%	7.97%	8.20%	8.41%	8.62%
	100%	8.75%	8.62%	9.07%	9.41%	9.69%	9.05%	9.28%	9.50%	9.71%

	TIR Equity	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	8.09%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
% Energia Condivisa	20%	#NUM!	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-19.01%	-14.97%	-13.03%	-11.90%	-11.05%
	30%	#NUM!	#NUM!	-10.41%	-8.52%	-7.41%	-7.76%	-7.06%	-6.47%	-5.95%
	40%	-10.42%	-6.85%	-4.93%	-3.83%	-3.04%	-3.63%	-3.07%	-2.57%	-2.11%
	50%	-3.63%	-2.41%	-1.00%	-0.08%	0.51%	-0.16%	0.34%	0.73%	1.10%
	60%	0.30%	0.89%	1.97%	2.73%	3.34%	2.50%	2.97%	3.41%	3.83%
	70%	3.42%	3.74%	4.85%	5.66%	6.32%	5.23%	5.75%	6.24%	6.71%
	80%	6.62%	6.69%	7.85%	8.72%	9.45%	8.09%	8.66%	9.21%	9.75%
	90%	9.89%	9.74%	10.99%	11.94%	12.75%	11.09%	11.73%	12.35%	12.95%
	100%	13.32%	12.95%	14.31%	15.37%	16.28%	14.26%	14.98%	15.69%	16.39%

Si noti che il progetto assume TIR maggiori del TIR soglia qualora si riesca ad installare 1MW avendo almeno il 70% di energia condivisa oppure installando almeno 400 kW ma aumentando l'energia condivisa all'80%.

5.2 Taglia impianto VS Prezzo medio dell'energia venduta

Nelle tabelle seguenti gli indicatori di fattibilità economico-finanziaria sono scenariati al variare della taglia dell'impianto e del prezzo di vendita dell'energia. Per una limitazione dovuta alla capacità di interpolazione del foglio di calcolo, il prezzo dell'energia indicato non è il prezzo medio dell'energia venduta nei 20 anni di attività ma l'ordinata all'origine dell'equazione interpolante. Il valore del prezzo medio dell'energia viene calcolato in un secondo momento con un calcolo inverso fatto caso per caso.

	TIR Progetto	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	6.81%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Prezzo energia	70 €	2.44%	2.48%	3.12%	3.56%	3.90%	3.14%	3.40%	3.64%	3.87%
	80 €	3.97%	4.01%	4.58%	4.99%	5.31%	4.64%	4.89%	5.12%	5.34%
	90 €	5.31%	5.35%	5.88%	6.26%	6.56%	5.97%	6.21%	6.43%	6.65%
	100 €	6.51%	6.55%	7.04%	7.39%	7.67%	7.15%	7.38%	7.60%	7.80%
	110 €	7.58%	7.62%	8.08%	8.42%	8.69%	8.21%	8.43%	8.65%	8.85%
	120 €	8.56%	8.60%	9.04%	9.37%	9.64%	9.19%	9.41%	9.62%	9.83%
	130 €	9.48%	9.52%	9.94%	10.27%	10.54%	10.11%	10.34%	10.56%	10.77%
	140 €	10.33%	10.37%	10.79%	11.11%	11.39%	10.98%	11.21%	11.43%	11.64%
	150 €	11.08%	11.13%	11.55%	11.87%	12.15%	11.76%	11.99%	12.22%	12.43%

	TIR Equity	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	8.09%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Prezzo energia	70 €	-1.66%	-1.33%	0.05%	0.96%	1.68%	0.14%	0.67%	1.16%	1.63%
	80 €	1.85%	1.98%	3.18%	4.03%	4.72%	3.30%	3.83%	4.32%	4.80%
	90 €	4.74%	4.82%	5.98%	6.83%	7.53%	6.16%	6.71%	7.23%	7.74%
	100 €	7.40%	7.47%	8.64%	9.52%	10.27%	8.91%	9.49%	10.06%	10.61%
	110 €	9.97%	10.06%	11.27%	12.21%	13.01%	11.63%	12.27%	12.89%	13.49%
	120 €	12.53%	12.65%	13.94%	14.95%	15.83%	14.41%	15.11%	15.81%	16.49%
	130 €	15.15%	15.31%	16.71%	17.82%	18.79%	17.32%	18.11%	18.88%	19.66%
	140 €	17.76%	17.97%	19.50%	20.72%	21.75%	20.28%	21.14%	21.97%	22.77%
	150 €	20.15%	20.43%	22.00%	23.19%	24.20%	22.84%	23.69%	24.50%	25.30%

Dai dati qui sopra si deduce che l'investimento risulta profittevole già con un impianto di 600 kW e un prezzo medio dell'energia di 60.6 €/MW oppure con un impianto di 200 kW e un prezzo medio dell'energia di 63.7 €/MW

5.3 Taglia impianto VS % Contributo PNRR

In questa analisi invece si valuta il TIR quando al variare del contributo del PNRR oltre che della taglia dell'impianto.

	TIR Progetto	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	6.81%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
%PNRR	0%	6.17%	6.20%	6.71%	7.06%	7.35%	6.81%	7.04%	7.26%	7.47%
	5%	5.44%	5.53%	6.05%	6.43%	6.72%	6.20%	6.43%	6.65%	6.86%
	10%	4.68%	4.83%	5.36%	5.75%	6.05%	5.55%	5.79%	6.02%	6.23%
	15%	3.89%	4.10%	4.65%	5.04%	5.35%	4.88%	5.12%	5.35%	5.56%
	20%	3.06%	3.34%	3.91%	4.31%	4.62%	4.18%	4.43%	4.65%	4.87%
	25%	2.19%	2.56%	3.14%	3.55%	3.87%	3.47%	3.71%	3.94%	4.15%
	30%	1.28%	1.74%	2.35%	2.76%	3.08%	2.73%	2.97%	3.20%	3.41%
	35%	0.32%	0.88%	1.51%	1.94%	2.27%	1.96%	2.20%	2.43%	2.64%
	40%	-0.78%	-0.01%	0.65%	1.09%	1.43%	1.16%	1.41%	1.63%	1.85%

	TIR Equity	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	8.09%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
%PNRR	0%	6.62%	6.69%	7.85%	8.72%	9.45%	8.09%	8.66%	9.21%	9.75%
	5%	5.07%	5.25%	6.32%	7.11%	7.76%	6.61%	7.13%	7.61%	8.09%
	10%	3.66%	3.95%	4.96%	5.70%	6.30%	5.31%	5.78%	6.22%	6.65%
	15%	2.36%	2.76%	3.73%	4.42%	4.98%	4.13%	4.57%	4.97%	5.37%
	20%	1.14%	1.64%	2.58%	3.25%	3.78%	3.05%	3.45%	3.83%	4.19%
	25%	-0.03%	0.59%	1.51%	2.15%	2.65%	2.03%	2.41%	2.77%	3.11%
	30%	-1.35%	-0.47%	0.49%	1.11%	1.59%	1.07%	1.43%	1.77%	2.09%
	35%	-2.98%	-1.82%	-0.63%	0.12%	0.59%	0.15%	0.51%	0.82%	1.12%
	40%	-4.86%	-3.26%	-1.95%	-1.14%	-0.54%	-1.02%	-0.59%	-0.20%	0.16%

Da questi ultimi dati si nota come il progetto risulti redditizio solamente con un contributo massimo del PNRR pari al 10% del costo dell'impianto e per taglie superiori ai 50 kW mentre per percentuali di contributo statale maggiori l'investimento non abbia una resa profittevole. Questo è imputabile principalmente al fatto che una CER genera un incentivo da parte del GSE che risulta inversamente proporzionale al contributo ottenuto dal PNRR.

5.4 Taglia impianto VS % finanziamento

	TIR Equity	TAGLIA IMPIANTO (kW)								
	8.09%	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
%finanziamento	20%	6.32%	6.36%	6.97%	7.40%	7.76%	7.09%	7.38%	7.65%	7.91%
	30%	6.35%	6.40%	7.06%	7.54%	7.93%	7.19%	7.51%	7.80%	8.08%
	40%	6.39%	6.44%	7.16%	7.69%	8.11%	7.31%	7.65%	7.98%	8.29%
	50%	6.44%	6.49%	7.29%	7.87%	8.34%	7.45%	7.83%	8.19%	8.54%
	60%	6.49%	6.54%	7.43%	8.08%	8.62%	7.62%	8.04%	8.45%	8.84%
	70%	6.55%	6.61%	7.62%	8.36%	8.97%	7.82%	8.31%	8.78%	9.23%
	80%	6.62%	6.69%	7.85%	8.72%	9.45%	8.09%	8.66%	9.21%	9.75%
	90%	6.71%	6.79%	8.17%	9.22%	10.12%	8.45%	9.15%	9.83%	10.50%
	100%	6.83%	6.92%	8.63%	10.00%	11.24%	8.99%	9.90%	10.82%	11.77%

In quest'ultima tabella si evidenzia come con il 20% di finanziamento da parte della banca e 500 kW il progetto risulti già conveniente, oppure alzando il finanziamento al 60% il progetto è realizzabile con solo 400 kW di potenza installata.

Conclusioni

Il lavoro svolto sin qui ha analizzato la comunità energetica rinnovabile dal solo punto di vista economico. Esso inquadra una situazione di particolare interesse per le comunità energetiche poiché identifica alcune peculiari situazioni nelle quali la costituzione di una comunità energetica sembra essere favorevole.

Nel paragrafo 4, seppur con le dovute ipotesi cautelative e le limitazioni derivanti dai casi analizzati e dalle incertezze dovute all'andamento del PUN nel medio lungo termine, si è individuato il caso in cui un'azienda che abbia disponibilità economica e spazio di proprietà abbia convenienza a partecipare ad una CER installando un impianto fotovoltaico che negli anni si ripaga con un rendimento superiore ai tassi di interesse attuali. Infatti, dai casi analizzati risulta che per esempio raddoppiando l'impianto fotovoltaico necessario al fabbisogno aziendale e condividendolo con una CER, il ritorno dell'investimento è del tutto paragonabile al Tempo di Rientro Semplice ottenuto con un impianto dimensionato per il solo fabbisogno dell'azienda.

Nel paragrafo 5, con l'analisi dettagliata del piano economico finanziario di una CER, vengono evidenziate le potenzialità di una condivisione di impianti che abbiano una taglia di almeno 500 kW ed una condivisione dell'energia di almeno il 70%.

Bibliografia

References

APRIE. 2024. "CONFIGURAZIONI TECNICHE DI COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE

MODELLATE SUL TRENTINO (."

[https://www.provincia.tn.it/Documenti-e-dati/Documenti-di-supporto/COMUNITA-DI-ENERGIA-RINNOVABILE-configurazioni-tecniche-di-comunita-di-energia-rinnovabile-modellate-sul-Trentino-Aggiornamento.](https://www.provincia.tn.it/Documenti-e-dati/Documenti-di-supporto/COMUNITA-DI-ENERGIA-RINNOVABILE-configurazioni-tecniche-di-comunita-di-energia-rinnovabile-modellate-sul-Trentino-Aggiornamento)

ENEA. n.d. "Il simulatore RECON." RECON. Accessed August 19, 2024.

<https://recon.smartenergycommunity.enea.it/>.

GSE. 2024. "COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE E GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI, PUBBLICATI I PROFILI STANDARD PER PRELIEVO E IMMISSIONE 2024." GSE.

<https://www.gse.it/servizi-per-te/news/comunita-di-energia-rinnovabile-e-gruppi-di-autoconsumatori-pubblicati-i-profil-standard-per-prelievo-e-immissione-2024>.

GSE, RSE, ENEA, and Elettricità Futura Imprese elettriche italiane. 2022. "National Survey Report of PV Power Applications in Italy." International Energy Agency. <https://iea-pvps.org/>.

Hurst, Josh, and Kristina Zagame. 2023. "Solar Panel Efficiency Over Time (Plus Tips to Improve It) (2024)." EcoWatch. <https://www.ecowatch.com/solar/solar-panel-efficiency-over-time>.

Lane, Catherine. n.d. "Solar Panel Efficiency Explained: Most Efficient Solar Panels 2024."

SolarReviews. Accessed August 19, 2024.

<https://www.solarreviews.com/blog/what-are-the-most-efficient-solar-panels>.

"National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2022." 2022. GSE.

<https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/08/National-Survey-Report-of-PV-Power-Applications-in-Italy-2022.pdf>.

"GSE PowerPoint." 2024. GSE.

https://www.gse.it/media_site/media-gallery_site/Documents/FORMAZIONE%20WEBINAR%20CACER.pdf.