

Applicazione del modello di Comunità Energetica a contesti misti residenziali e produttivi

Prof. Donato Iacovone

RELATORE

Prof.ssa Irene Pipola

CORRELATORE

Alessandro Betti Matr. 752321

CANDIDATO

SOMMARIO

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1. CONTESTO E STATO DELL'ARTE	4
1.1 ELEMENTI DESCRITTIVI E FUNZIONALI DI UNA RETE ELETTRICA E DI UNA CER.....	6
1.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO E AGEVOLAZIONI DELL'ITER AUTORIZZATIVO	9
1.3 AGEVOLAZIONI ECONOMICHE E FINANZIAMENTI PUBBLICI	12
1.4 BENEFICI AMBIENTALI, GEOPOLITICI E SOCIALI.....	13
1.5 TECNOLOGIE ABILITANTI.....	15
1.6 ADOZIONE DEL MODELLO CER ED ESEMPI DI APPLICAZIONE	16
1.7 LE PREVISIONI: DAL BREVE AL LUNGO TERMINE.....	26
1.8 CONSIDERAZIONI SULLO STATO DELLA NORMATIVA E DEGLI INCENTIVI	28
CAPITOLO 2. TRACCIARE L'IDENTIKIT DI UNA CER: I DATI RILEVANTI	29
2.1 TIPOLOGIE DI DATI RILEVANTI	30
2.2 DOVE TROVARE I DATI CHE SERVONO	32
2.3 CARATTERIZZAZIONE DEL CONTESTO URBANO DI RIFERIMENTO.....	37
CAPITOLO 3. COSA EMERGE DAI DATI RACCOLTI	40
3.1 VOLUMI, RISORSE DISPONIBILI E PARAMETRI PRESTAZIONALI DI RIFERIMENTO.....	40
3.2 CARATTERIZZAZIONE DELLE UTENZE CHE ADERISCONO ALLA CER.....	43
3.3 INVESTIMENTI E COSTI DI GESTIONE.....	46
3.4 COSTO E VALORE DELL'ENERGIA.....	46
CAPITOLO 4. IL MODELLO DI BUSINESS IDENTIFICATO	48
4.1 LA PIATTAFORMA METODOLOGICA DI ANALISI.....	49
4.2 KPI MISURATI.....	55
4.3 FISIONOMIA DEL SOGGETTO ESCO.....	56
4.4 RISULTATI	59
4.4.1 <i>Risultati preliminari su un'analisi di sensibilità</i>	59
4.4.2 <i>Ripartizione dei costi e dei ricavi: linee guida</i>	63
4.4.3 <i>Identificazione di una zona di equilibrio e di sostenibilità dell'iniziativa</i>	67
4.4.4 <i>I benefici per Gestore di rete e per l'Ambiente</i>	73
4.4.5 <i>Temi prospettici: il ruolo della domotica e dell'intelligenza artificiale</i>	74
CAPITOLO 5. CONCLUSIONI	76
5.1 IL BUSINESS CASE "EUR": RISULTATI E VALORI IN GIOCO.....	76
5.2 LIMITAZIONI	78
BIBLIOGRAFIA	80

Introduzione

Il presente lavoro di tesi si focalizza sulla determinazione del modello di business più efficace da applicare ad una tipologia di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) in grado di scalare su volumi più elevati rispetto a quelli che ad oggi, almeno in Italia, appaiono come maggiormente ricorrenti.

L'analisi prevede l'applicazione ad un caso concreto che è quello di un quartiere di una grande città italiana, valutandone efficacia ed eventuali criticità, con l'obiettivo di identificare i temi a maggior impatto dal punto di vista delle policy di settore, i ruoli e gli attori emergenti nonché alcuni potenziali profili di impiego non ancora indirizzati. Tale analisi, dovendo calarsi su uno specifico territorio di riferimento, andrà soggetta necessariamente ad una fase preliminare e impegnativa di raccolta dati, fase che risulta comunque parte integrante del presente lavoro.

Una comunità energetica è un'associazione che produce, condivide e consuma energia rinnovabile attraverso impianti situati nelle vicinanze dei membri che ne fanno parte, con l'obiettivo primario di fornire benefici ambientali, economici e sociali. I membri appartenenti ad una CER possono essere persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), attività commerciali o Pubbliche Amministrazioni [1].

Questo nuovo modello, limitandoci alle sole CER ed escludendo quindi altre forme di produzione e consumo di energia rinnovabile, conta in Italia meno di 50 casi registrati a fine 2023, alcuni dei quali in stato per lo più di sperimentazione [2], e viene applicato prevalentemente ad aggregazioni di dimensioni limitate ed appartenenti a comuni di piccole dimensioni, tipicamente minori di 5.000 abitanti. Il recente superamento di alcuni vincoli normativi rende tuttavia possibile l'estensione di questo interessante modello a casistiche più ampie, di maggiore efficacia e quindi di maggiore interesse per il mercato dell'energia, con tutta la sua filiera.

Il conteso territoriale identificato come campione di riferimento per il presente studio, presenta caratteristiche di elevata urbanizzazione, un consistente numero di unità produttive di tipo commerciale che consentono una elevata differenziazione e

complementarità dei profili di consumo, circostanza questa che ci si aspetta vada a favorire la condivisione dell'energia all'interno della CER e quindi ad aumentare i benefici per tutti i soggetti coinvolti.

Si vuole altresì identificare l'eventuale perimetro di efficacia di un modello di business che possa essere attrattivo per un soggetto terzo che gestisce la CER ed eventualmente partecipa all'investimento; tale soggetto viene comunemente indicato con l'acronimo ESCo: *Energy Service Company*. In generale si vogliono identificare delle linee guida generali che possano essere impiegate per la determinazione dei criteri di ripartizione di costi e ricavi all'interno della CER, testandone l'applicazione al caso specifico. Verranno anche trattate le diverse caratteristiche di utenze di tipo prosumer e quindi collegate direttamente agli impianti, rispetto a quelle puramente consumer e i diversi benefici attesi. Tra le utenze di quest'ultimo tipo si vuole testare l'efficacia del modello CER per utenze di tipo spiccatamente energivoro come, ad esempio, un impianto di telecomunicazioni. E questo in linea anche i recenti orientamenti che vedono in uno scenario *market-driven*, basato molto sulla spinta delle utenze di tipo commerciale e industriale, una leva fortemente migliorativa rispetto al puro scenario *policy-driven* basato sul solo impatto delle misure governative [4].

Il presente lavoro è organizzato come di seguito indicato.

Il capitolo 1 definisce il contesto di riferimento attraverso la definizione degli elementi descrittivi e funzionali essenziali di una CER, la rassegna sintetica dell'attuale quadro normativo e di finanza pubblica, andandone a identificare i principali ambiti di applicazione ed evidenziando eventuali limitazioni ai fini del caso di studio in esame.

Nel capitolo 2 vengono identificate le tipologie di informazioni rilevanti da impiegare per un dimensionamento di massima di una CER e finalizzato, nel contesto della presente analisi, a sviluppare l'andamento dei flussi di cassa in funzione dei profili di consumo delle differenti tipologie di utenze che si intendono considerare. Viene quindi focalizzata l'analisi ad uno specifico quartiere di Roma che in questo caso è

l'EUR, limitatamente a quella parte di territorio che risulta sottesa alla medesima cabina di trasformazione primaria.

Nel capitolo 3 vengono raccolti i dati necessari utilizzando la metodologia e le fonti identificate nel capitolo 2, dati che consentono di focalizzare l'analisi sullo specifico territorio selezionato. Verranno inoltre presentate e motivate le assunzioni relative ai costi unitari che riguardano gli investimenti, gli oneri gestionali e le ipotesi sui prezzi dell'energia durante il periodo dell'intervento.

Nel capitolo 4 verrà utilizzato il modello per identificare uno spazio di profittabilità per tutti gli attori coinvolti in modo da massimizzare l'attrattività della CER nel suo complesso. Sarà data evidenza e motivazione alla base degli obiettivi che verranno identificati per stabilire se i KPI di tipo economico/finanziario rispondono o meno ad un criterio di profittabilità.

Nello sviluppo dell'analisi verrà stimato l'andamento dei flussi di cassa e il relativo ritorno sull'investimento per i soggetti che partecipano all'investimento, mentre per i soci esclusivamente di tipo consumer il beneficio verrà valutato come risparmio sui costi variabili dell'energia. Si vuole altresì valutare il beneficio che potrebbe avere l'inserimento, tra i soggetti associati alla CER, di una azienda energivora come, ad esempio, un'impresa che eroga servizi di Telecomunicazioni, limitatamente agli impianti che risiedono nell'area sottesa alla specifica cabina di trasformazione primaria. Viene infine valutato anche il relativo beneficio in termini di riduzione della dipendenza da combustibili fossili e di riduzione di agenti inquinanti.

Nel capitolo 5 verranno riportate le conclusioni e le limitazioni del lavoro sottolineando l'aderenza o meno dei risultati a quelle che attualmente si stanno delineando come *best practice* di settore e raccogliendo i principali indicatori chiave di prestazione che vanno a descrivere l'efficacia, su larga scala, della tipologia di CER esaminata.

Capitolo 1. Contesto e stato dell'arte

Il razionale primario che sottende il concetto di “Comunità Energetica” si basa sul fatto che avvicinando il punto di produzione dell'energia e il relativo punto di consumo si riscontrano i seguenti benefici [1]:

- efficienza energetica: riduzione delle perdite sulla rete;
- efficienza nell'impiego degli spazi: vengono utilizzati già spazi impegnati già per altri scopi;
- efficienza nell'impiego delle infrastrutture: si limitano gli sviluppi della rete elettrica e si utilizzano risorse locali.

L'impatto economico di queste iniziative viene valorizzato in termini di risparmi e di ritorno dell'investimento, piuttosto che di profitti finanziari, dal momento che le CER non nascono come associazioni a fine di lucro. È opportuno far notare, tuttavia, che questa nuova opportunità nel settore delle energie rinnovabili sta di fatto creando le condizioni per la generazione di una filiera e di un indotto fatto di nuovi attori di mercato, terzi rispetto alle CER stesse, ma che si rivolgono ad esse per erogare servizi e quindi per creare valore.

Può essere indicativo a tal proposito citare l'analisi di Legambiente [2], sebbene tale elaborazione vada ad indirizzare un perimetro più ampio delle CER e legato all'intero mercato delle energie rinnovabili. I dati utilizzati sono quelli Euroserver e riguardano i nuovi posti di lavoro creati in Europa nel 2020 in tale mercato, un valore che in Italia raggiunge quota 93.000, portando il nostro Paese al quarto posto in Europa dopo Germania con 228.000, Francia con 142.200 e Spagna con 126.000 (si veda anche riferimenti in [1]).

Nello stesso rapporto di Legambiente si fanno delle previsioni a medio termine sull'impatto delle rinnovabili nell'economia del Paese e con focus sulle comunità energetiche. Parametrizzando l'analisi economica rispetto al contributo delle CER in termini di potenza complessiva generata, la stima indica un potenziale di investimenti per ogni GW generato pari a 0,8 Miliardi con ricadute economiche sulle imprese

italiane attive lungo la filiera pari a circa 7 Milioni di euro, oltre ad un incremento del gettito fiscale stimato in circa 65 milioni di euro (IRES/IRAP delle imprese attive nella costruzione e manutenzione degli impianti, IVA per gli impianti di proprietà) e la nascita di 1100 nuovi posti di lavoro.

Per quanto riguarda i fattori abilitanti nello sviluppo delle CER, essi possono distinguersi in prima approssimazione tra fattori di tipo normativo, di finanza pubblica e di tipo tecnologico.

La normativa entra in gioco innanzitutto nella definizione stessa di questo nuovo soggetto giuridico atto a promuovere lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili, come da direttive europee, ma anche nella identificazione dei perimetri e dei relativi limiti di utilizzo, nella cornice di regole che definiscono i meccanismi di remunerazione e nella semplificazione dell'iter autorizzativo necessario all'acquisizione di permessi e nulla osta. In questo quadro, il ruolo della finanza pubblica è chiaramente quello di rendere disponibili le risorse necessarie all'erogazione degli incentivi, così come previsti dalla normativa stessa.

Per quanto riguarda i fattori abilitanti di tipo tecnologico, essi sono sostanzialmente classificabili in due tipologie: da una parte, le soluzioni per il trasferimento delle informazioni necessarie a sincronizzare in modo efficace domanda e offerta di energia, le cosiddette *smart grid*; dall'altra i sistemi di accumulo (*storage*) che consentono di immagazzinare energia nei periodi di surplus produttivo e di renderla poi disponibile nei periodi di mancata erogazione. Il caso delle fonti di energia di tipo fotovoltaico è esemplificativo a questo riguardo dato che durante le ore notturne viene a mancare l'erogazione di energia solare e quindi un sistema di accumulo può contribuire a mitigarne gli effetti.

Se poi le fonti di energia sono di tipo rinnovabile, si aggiungono i benefici legati all'uso di questo tipo di tecnologie e quindi la prospettiva di indipendenza energetica e la riduzione degli agenti inquinanti.

È importante anche citare gli effetti sul piano sociale legati ai benefici sulle famiglie a basso reddito e, in generale, sullo sviluppo di un'economia solidale e legata al territorio.

Questo capitolo raccoglie gli elementi di contesto delle CER a partire da una prima messa a fuoco della soluzione e dei suoi abilitatori di tipo normativo, finanziario e tecnologico. Seguirà infine una rassegna sintetica di quello che è lo stato dell'attuale adozione in Italia con alcune previsioni sullo sviluppo atteso.

1.1 Elementi descrittivi e funzionali di una rete elettrica e di una CER

Allo scopo di identificare gli elementi funzionali di una CER, elementi che verranno successivamente richiamati nella normativa di riferimento e che intervengono nello sviluppo dei relativi modelli per la determinazione del ritorno sugli investimenti, vengono introdotti in questo paragrafo i concetti e gli elementi descrittivi principali, a partire dalle reti di trasporto e distribuzione nazionali.

In figura 1.1 viene rappresentato il modello di una rete elettrica tradizionale, comprensivo degli impianti di generazione centralizzati e degli utilizzatori [5], dove la generazione può avvenire attraverso centrali sia di tipo rinnovabile come, ad esempio, quella eolica o solare, sia di tipo non rinnovabile come ad esempio le centrali che utilizzano combustibili fossili (carbone, petrolio o gas naturale) soggetti ad esaurimento.

I vari stadi di trasporto e distribuzione dell'energia prendono il nome da livelli di tensione delle linee elettriche: alta tensione, tra i 36kV e 1000kV; media tensione, tra i 10 e 24kV; bassa tensione, tra 0,23kV e 1kV. Sulle lunghe distanze (rete di trasporto) risulta più efficiente operare ad alta tensione mentre, avvicinandosi all'utente finale, la tensione necessita di essere progressivamente abbassata per motivi di sicurezza e anche perché generalmente i carichi elettrici delle utenze industriali e quelli delle utenze domestiche lavorano rispettivamente a media e bassa tensione.

I processi di trasformazione avvengono attraverso impianti di trasformazione denominati “cabine primarie”, che trasformano alta tensione in media tensione (AT/MT) e “cabine secondarie”, che trasformano da media tensione a bassa tensione (MT/BT).

Lo stadio di rete che include le cabine primarie e che completa il processo di consegna dell’energia rappresenta la rete di distribuzione.

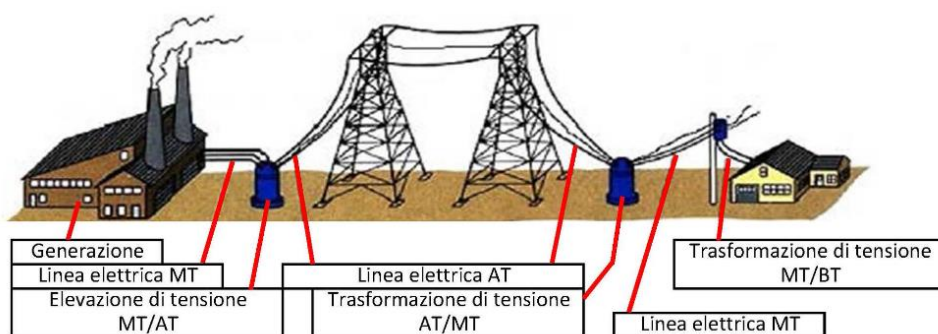


Fig. 1.1 Schema di una rete elettrica: Generazione, Trasformazione, Trasporto e Distribuzione [5].

Per avere un’idea della capillarità della rete elettrica, in Italia ci sono circa 2.000 cabine primarie [34], una ogni circa 6.000 unità immobiliari ⁽¹⁾, mentre le cabine secondarie sono di due ordini di grandezza più numerose, come è possibile dedurre dal dato pubblicato sul numero degli impianti di una città campione come, ad esempio, Roma ⁽²⁾.

Le CER utilizzano le risorse della rete elettrica nazionale, così come sono state descritte, ma in una modalità che prevede una pluralità di fonti di energia distribuite sul territorio, pluralità a cui appartengono anche gli impianti della CER, e uno scambio bidirezionale dell’energia stessa.

Le moderne reti elettriche, infatti, rappresentano un’evoluzione rispetto alle reti originarie in cui le fonti di energia erano centralizzate e circoscritte ad un insieme

⁽¹⁾ Utilizzato il dato Istat del censimento 2011 che totalizza 12.187.698 unità immobiliari in Italia

⁽²⁾ Dal “Bilancio di Sostenibilità del 2022” del gruppo ACEA, a Roma ci sono 70 cabine primarie e 13347 cabine secondarie

limitato di grossi impianti di produzione e il flusso era unidirezionale: dagli impianti di generazione ai consumatori.

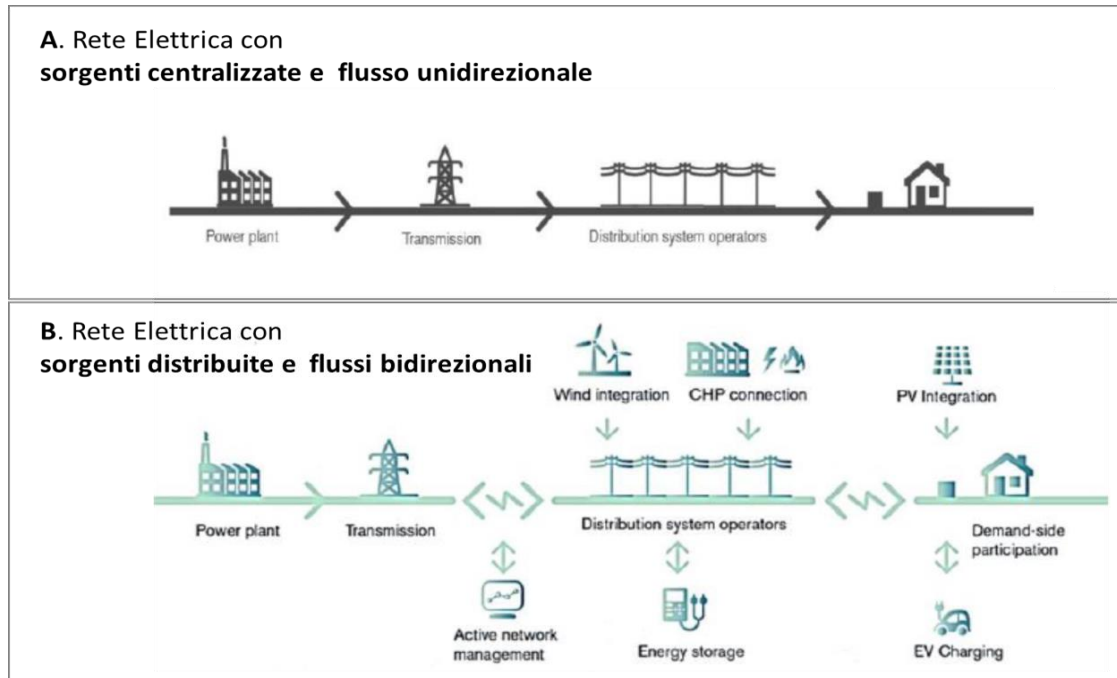


Fig. 1.2 Schemi di rete centralizzata e distribuita [6].

I relativi modelli di riferimento vengono schematizzati in figura 1.2 dove, nella parte B vengono rappresentate varie tipologie di generazione: oltre alle fotovoltaiche (PV: *Photovoltaic*) anche quelle di tipo eolico e di cogenerazione (CHP: *Combined Heat and Power*).

La CER, come aggregazione di utenti finali (consumer) e di utenti che immettono anche energia rinnovabile in rete, oltre che a consumarla (prosumer) può essere rappresentata dal modello indicato in figura 1.3.

A seguire, le definizioni dei flussi di energia coinvolti nel funzionamento e nella valorizzazione di una CER.

- Energia prodotta: l'energia prodotta dagli impianti della CER.
- Energia autoconsumata: è la frazione dell'energia prodotta che viene consumata all'interno della CER.

- Energia prelevata: è l'energia prelevata dalla rete pubblica e consumata all'interno della CER.
- Energia immessa in rete: è la frazione dell'energia prodotta, non consumata all'interno della CER e immessa nella rete pubblica.
- Energia condivisa: è pari al minimo, calcolato su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete e l'energia elettrica prelevata.

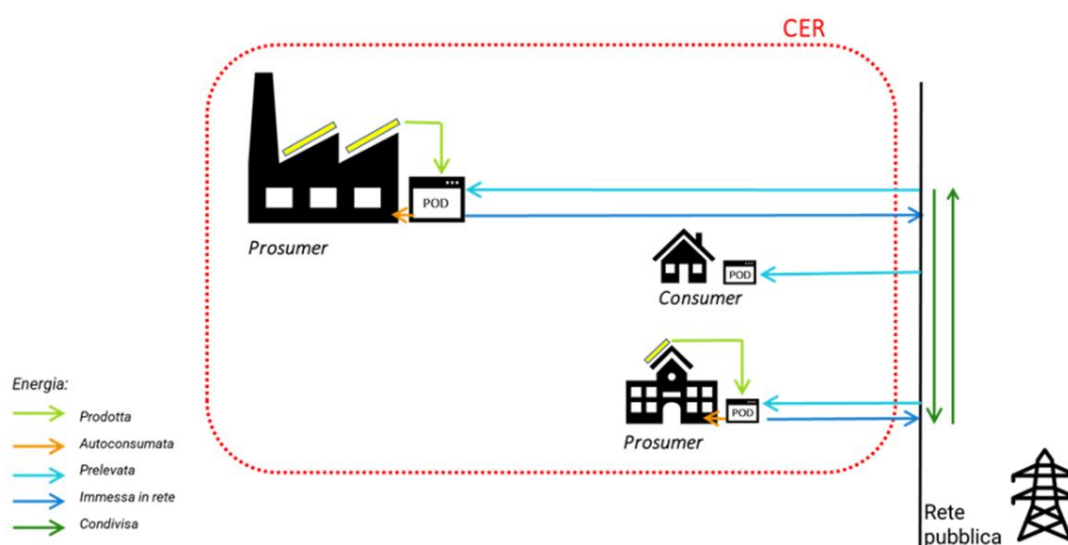


Fig. 1.3. Modello di condivisione di energia all'interno di una comunità di energia rinnovabile [7].

1.2 Normativa di riferimento e agevolazioni dell'iter autorizzativo

Lo sviluppo delle CER vede il suo iniziale concepimento a partire da una proposta della Commissione Europea del 2016, il *Clean Energy for all'European Package* (CEP), recepita a livello nazionale dal *Piano Nazionale Energia e Clima* (PNIEC), la quale definisce la strategia per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati a Parigi nel corso della riunione della Conferenza delle parti della Convenzione sui cambiamenti climatici nel 2015.

Tale strategia mette al centro delle politiche energetiche dell'Unione i consumatori attraverso due direttive principali: la Direttiva UE 2001/2018 sulla promozione

dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II) e la Direttiva UE 944/2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (IEM) [8].

Il recepimento in Italia di tali Direttive UE avviene attraverso un iter di decreti, delibere e regolamenti ben sintetizzato in figura 1.4.

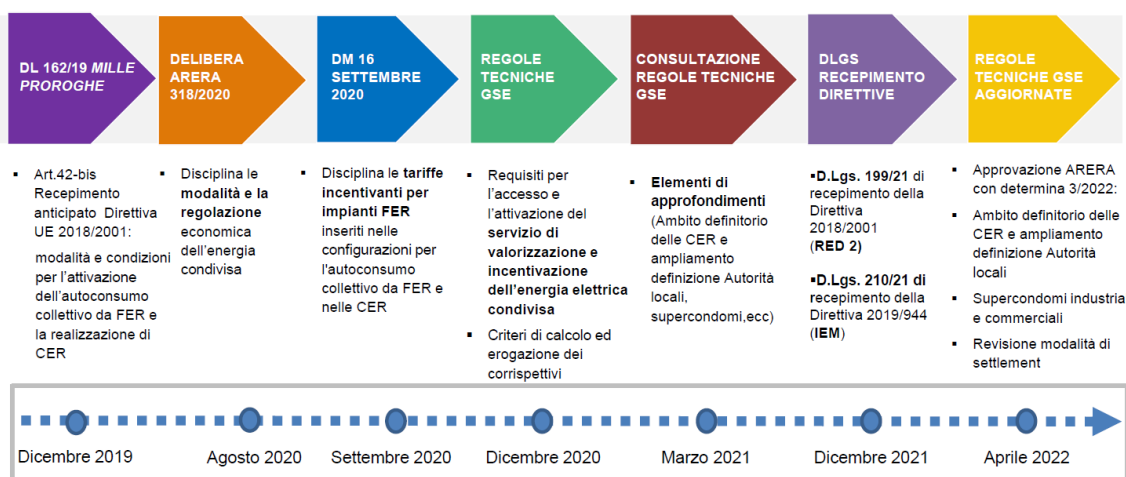


Fig. 1.4. Il Contesto Normativo e Regolatorio: Recepimento delle Direttive EU [14].

La RED II definisce innanzitutto il nuovo soggetto “autoconsumatore di energia rinnovabile” e introduce poi la forma giuridica CER come soggetto di diritto autonomo costituito da persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse amministrazioni comunali, enti di ricerca e formazione, enti religiosi, del terzo settore ⁽³⁾ e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione.

La RED II delinea quindi l’obiettivo principale che è quello di “fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari”.

Per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla CER è limitata a quelle per cui tale partecipazione non costituisce l'attività commerciale e industriale principale.

⁽³⁾ Enti privati che, senza scopo di lucro, promuovono e realizzano attività di interesse generale.

Riguardo alla tipologia degli impianti ammessi e alle condizioni di applicabilità, la normativa ha subito recentemente delle importanti evoluzioni che ne ampliano notevolmente il perimetro, come sintetizzato nello schema a seguire.

Vincoli iniziali	Quadro a regime: DLS 199/2021 entrato in vigore dal 01/03/2023
<ul style="list-style-type: none"> - Impianti di produzione nuovi o potenziamenti effettuati dal 01/03/2020 - Massimo 200 kW per impianto 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilità di <u>inserire impianti esistenti</u> fino al 30% della potenza erogata complessiva - Limite esteso a <u>impianti di 1 MW</u>
<ul style="list-style-type: none"> - POD e impianti sotto la stessa porzione di rete in Bassa Tensione, sottesi quindi alla medesima cabina secondaria 	<ul style="list-style-type: none"> - Estensione perimetro dalla cabina secondaria alla <u>cabina primaria</u> (MT → AT)

Con il Decreto PNRR-Ter, articolo 16, comma 3-bis, il limite di 1 MW viene poi ulteriormente superato nel caso in cui gli impianti vengano realizzati dall’Agenzia del Demanio per le Amministrazioni Pubbliche Locali e Centrali. Nello stesso articolo (commi 1-3) viene predisposto che lo stesso Demanio metta a disposizione beni immobili di proprietà dello Stato, ed altri beni statali in uso ad amministrazioni idonei all’installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

È da considerare infine rilevante l’effetto delle numerose semplificazioni dell’iter autorizzativo previste nel già citato Decreto PNRR-Ter, tra cui:

- l’esonero dall’ottenimento di autorizzazioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra in aree industriali, artigianali e commerciali, in discariche o in cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento;
- l’autorizzazione paesaggistica per impianti fotovoltaici in modalità di silenzio assenso (entro 45 giorni dalla presentazione della domanda);
- l’esonero dalla valutazione di impatto ambientale (VIA) per progetti di impianti di energia rinnovabile.

In base al quadro presentato a riguardo da Legambiente in una recente pubblicazione, tuttavia, emerge come queste semplificazioni non siano ancora entrate in modo strutturale nelle normative esistenti dato si è in attesa che le Regioni aggiornino i regolamenti attuativi. Gli effetti di tale circostanza sono visibili nel dato che evidenzia l'impatto della burocrazia amministrativa nella scarsa velocità con cui si procede all'adozione delle rinnovabili in Italia: 3 GW di nuovo installato del 2022 contro i 303 GW per 4.401 richieste di connessioni a Terna e gli oltre 1.300 progetti in attesa di valutazione [9]. Un dato, questo, che riguarda le rinnovabili in generale ma che presumibilmente si riflette anche sul mercato delle comunità energetiche.

1.3 Agevolazioni economiche e finanziamenti pubblici

Le agevolazioni economiche legate all'utilizzo delle CER sono riconducibili all'insieme di quattro tipologie di contributi [10] di seguito elencati.

1. Contributi economici erogati dal GSE, il Gestore nazionale dei Servizi Energetici, sull'energia condivisa:
 - incentivazione secondo una tariffa premio pari a 110 €/MWh per una durata di 20 anni [12].
 - ristoro riconosciuto alle CER per i minori costi di rete (trasporto e distribuzione) sostenuti dal Gestore e calcolati in base alla valorizzazione corrente del libero mercato [11] (ad esempio 8,22 €/ MWh nel 2020);
2. Valorizzazione dell'energia immessa in rete attraverso il GSE [13] attraverso il cosiddetto “ritiro dedicato” che garantisce una stabilità del valore riconosciuto, anche se notevolmente al ribasso rispetto al valore di mercato (come si vedrà meglio più avanti), o in modalità diretta sul libero mercato in base ai prezzi correnti (molto variabile: 100€ – 500€ a MWh).
3. Detrazioni fiscali: 50% delle spese sostenute per la realizzazione dell'impianto fino ad un massimo di 96.000 € in 10 rate annuali di pari importo (per impianti fino a 200 kW), e/o del Superbonus al 110%. Il Superbonus va poi soggetto ad

ulteriori condizioni e limiti in base al comma 16-ter, art. 119 del *Decreto Rilancio* [1].

4. Risparmio in bolletta dovuto all'autoconsumo, ovvero al consumo dell'energia prodotta all'interno della stessa CER. Una famiglia collegata può ridurre il prelievo in rete del 30% e i costi in bolletta del 25% (inferiori alla quota di prelievo dato che comunque va considerata sempre una quota fissa) [1]. Questo tipo di beneficio riguarda solo gli intestatari del POD di prelievo/immissione e non gli altri membri della CER.

Per le imprese, inoltre, la realizzazione di un impianto fotovoltaico dà anche la possibilità di sfruttare il credito di imposta maggiorato al 6% [8], con un limite massimo dei costi ammissibili pari a 2 milioni di euro.

Con il PNRR, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, sono stati stanziati 2,2 miliardi per *Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile* (Missione 2, Componente 2, Misura 1) attraverso il finanziamento a fondo perduto del 40% degli investimenti e di questi, 1,6 miliardi sono destinati alle CER [15]. Esiste però una limitazione che non rende fruibile questo finanziamento nel progetto in esame, dato che il finanziamento stesso è rivolto alle CER che si trovano su Comuni con meno di 5.000 abitanti.

Per completezza si vuole citare anche l'entrata in vigore, a partire dal 24 gennaio 2024, del nuovo "Decreto CER" emesso dal MASE, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, che norma il provvedimento previsto dal PNRR sul finanziamento a fondo perduto e appena citato, e una tariffa incentivante sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa per tutto il territorio nazionale [16].

1.4 Benefici ambientali, geopolitici e sociali

Come già fatto notare nelle premesse, la valutazione dei benefici legati al fenomeno CER vanno oltre il piano puramente economico ma, essendo fondate sull'utilizzo di

fonti di energia rinnovabili, sono legati al tema ben più rilevante della riduzione di agenti inquinanti e a quello dell'indipendenza energetica.

In termini di benefici ambientali, considerando che ogni MWh di energia rinnovabile evita l'immissione nell'atmosfera di 350-500 kg di CO₂(4), una comunità energetica che installi un impianto fotovoltaico da 200 kW con una produzione media di 244 MWh/anno [1], consente una riduzione annua di emissioni inquinanti pari a circa 100 tonnellate di CO₂, equivalente a ciò che viene generato dalla combustione di più di 37.000 litri di gasolio (valore ottenuto utilizzando i fattori riportati in [24], tabella 3).

Ora, considerando che un albero assorbe in un anno tra i 10 e i 30 kg di CO₂ l'anno (5) l'assorbimento di 100 tonnellate di CO₂ emesse da un generatore equivalente a quello fotovoltaico da 200 kW della nostra CER ipotetica, ma che utilizzi fonti non rinnovabili, impegnerebbe tra i 3.000 e i 10.000 alberi, un patrimonio di "polmoni verdi" ben lungi dall'essere disponibile in quantità così rilevanti sul territorio, specialmente in aree urbane.

Altro fattore di notevole rilevanza, questa volta di tipo geopolitico, riguarda le prospettive di indipendenza energetica legate allo sviluppo delle CER, e in generale delle energie rinnovabili. Secondo i dati pubblicati da Terna nel dicembre 2023[22] il consumo di energia elettrica nazionale in quel mese è stato coperto per il 34,5% da fonti rinnovabili. Citando ancora i rapporti di Legambiente [17], una roadmap basata su quanto evidenziato nel *Paris Compatible Scenario* elaborato da *Climate Analytics*, prevede un obiettivo al 2030 pari al 63% di rinnovabile sul totale energia e al 91% sull'elettrico, per arrivare al 100% di rinnovabili nel settore elettrico nel 2035, e confermare il *phase-out* del carbone entro il 2025 e quello per il gas fossile entro il 2035. Il ruolo delle CER si prevede decisivo in questa roadmap e al 2030 il potenziale è quello di contribuire al 30% dell'obiettivo [2].

È fuori dallo scopo del presente lavoro un particolare approfondimento in questa direzione ma, per onore di completezza, si ritiene doveroso quantomeno citare, a

(4) Il range deriva da valutazioni differenti riportate in varie pubblicazioni, tra cui i riferimenti [1] e [8].

(5) Valutazione riportata in [24] utilizzando un metodo pubblicato dal CNR di Bologna.

proposito dell'indipendenza energetica, il tema del rischio di nuove dipendenze geopolitiche da Paesi produttori di pannelli solari come ad esempio la Cina e, sul piano della sostenibilità ambientale, il problema dello smaltimento di pannelli solari e pale eoliche dovuto al normale ciclo di vita, non infinito, di queste tecnologie.

Tornando al contesto specifico delle CER e alle infinite ricadute positive, che comunque sembrerebbero bilanciare decisamente i punti di attenzione appena sollevati, non va infine trascurato un effetto benefico anche sul piano sociale, come già indicato nelle premesse, dato che la gestione stessa della comunità energetica favorisce la coesione tra abitanti nello stesso territorio.

1.5 Tecnologie abilitanti

Non rientra nello scopo del presente lavoro di tesi approfondire gli aspetti tecnologici delle CER, ma si vuole qui quantomeno citare il ruolo svolto dagli abilitatori tecnologici che rivestono maggiore rilevanza.

Tra questi vanno senz'altro menzionati i sistemi di *storage* che consentono di immagazzinare il surplus energetico e di renderlo fruibile quando le fonti di energia non sono disponibili, una tecnologia di grande impatto se si pensa alla variabilità intrinseca delle fonti come il solare, non disponibile quantomeno nelle ore notturne.

Ma l'abilitatore forse più rilevante è rappresentato dalla rete dati atta allo scambio istantaneo delle informazioni relative sia all'offerta che alla domanda di energia, informazioni che risultano evidentemente indispensabili affinché la disponibilità di tutte le fonti energetiche in un determinato istante possa essere gestita in modo ottimale, massimizzandone pertanto il rendimento economico [18].

Si tratta delle cosiddette *smart grid*, gemelli digitali delle reti fisiche di trasporto dell'energia, che utilizzano a loro volta dei dispositivi, gli *smart meter*, per rilevare le quantità di energia in entrata ed in uscita ad ogni nodo (utente / generatore) della rete elettrica. Un ruolo importante è riservato anche alla tecnologia *blockchain* per il tracciamento e la certificazione, attraverso registri distribuiti, delle misure

rilevate dagli *smart meter* e scambiate tra le parti, misure su cui si fondano i meccanismi di remunerazione [19].

Per le CER, in particolare, vanno citate le *Nanogrid*, reti dati locali che consentono di gestire contemporaneamente diverse tipologie di fonti energetiche, lo *storage* e lo scambio di flussi di energia con la rete elettrica in modo da massimizzare dell'energia elettrica rinnovabile condivisa all'interno della CER stessa.

Va infine citato, tra i fattori abilitanti legati al miglioramento continuo dell'efficienza della tecnologia, la riduzione dei costi della tecnologia stessa che, secondo Irena, l'*International Renewable Energy Agency*, dal 2010 al 2019 ha subito riduzioni continue dei prezzi a parità di potenza erogata, effetto particolarmente rimarcato nel solare fotovoltaico che è passato da 4.702 a 995 dollari a kW registrando pertanto una riduzione pari al 79% (dato riportato in [2]).

1.6 Adozione del modello CER ed esempi di applicazione

Non è facile identificare con precisione lo stato attuale del fenomeno CER, dato che i numeri sono in costante aggiornamento e non tutti i report collimano nei loro censimenti. Le informazioni raccolte in questa sintesi si basano prevalentemente sui report di Legambiente [2] e sul sito dell'IFEC [25], l'*Italian Forum of Energy Communities*, un'iniziativa promossa dal WEC (*World Energy Council*) Italia e dall'*Energy Center* del Politecnico di Torino a sostegno dello sviluppo delle Comunità Energetiche italiane.

A fine 2022, perché questa è la data per cui è possibile ricostruire un quadro affidabile, si contano approssimativamente 40 CER, di cui circa 30 in stato operativo o di sperimentazione e le altre in stato progettuale.

Nelle tabelle 1.1 – 1.2 – 1.3, ne viene riportato un quadro sintetico dove si è voluto inserire anche qualche caso aggiuntivo rispetto a quelli già in stato operativo o di sperimentazione, limitatamente a quei progetti che appaiono in uno stadio più

consolidato. Questi ultimi casi sono stati evidenziati con il colore grigio nel campo “CER”.

I dati raccolti nelle tabelle sono parziali dato che non su tutti i casi è stato possibile avere le medesime informazioni. È possibile, tuttavia, operare la seguente sintesi.

- Distribuzione sul territorio. In figura 1.5 è stata riportata la distribuzione delle CER sul territorio italiano, desumibile dai dati raccolti. Se si guarda all’insieme delle sole CER in stato operativo, spicca il Nord con il 41% del totale seguito dal Sud con il 34%. Se invece si includono anche quelle in stato progettuale è il SUD a registrare il numero maggiore di iniziative con il 46% del totale. Sembrerebbe quindi che, dopo un inizio più frenato, il SUD stia recuperando terreno.

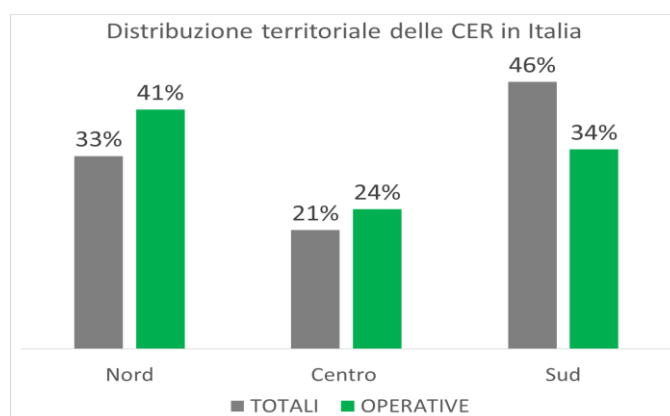


Figura 1.5 – Distribuzione delle CER sul territorio (dai dati riportati nelle tabelle 1.2 – 1.3).

- Caratteristiche del territorio. Sui 39 casi in esame, ben 20 si trovano su comuni che non superano i 5.000 abitanti, ma stanno iniziando a comparire CER anche nei grandi centri urbani, come testimonia la presenza di iniziative che vedono quartieri di Bologna, Napoli, Bari e Messina a cui va aggiunto anche il caso di Basiglio che di fatto fa parte dell’hinterland Milanese.
- Tipologia di utenza. Le utenze private sono incluse nella larga maggioranza delle CER (26 su 39 casi) ma è molto presente l’utenza business (23 casi) tra PMI ed esercizi commerciali, tra cui anche la grande distribuzione.

Significativa anche la fruizione da parte di strutture pubbliche e comunali, con 16 casi presenti.

- Taglia e tipologia degli impianti. Se si escludono i casi di Bologna (Green Energy Community GECCO), Foiano di Val Fortore (una delle poche ad utilizzare una differenziazione delle fonti, tra cui idroelettrico ed eolico) e la CER calabrese Angitola-Filadelfia con 1 MW di potenza, le altre utilizzano impianti di bassa potenza, con una media di 70 kW, e la quasi totalità è di tipo fotovoltaico. In soli 3 casi è registrata la presenza di *storage*.
- Copertura del fabbisogno. Se si escludono i casi della CER Foiano di Val Fortore che soddisfa il 100% delle sue utenze (Private, Imprese e Comunali), la media si attesta intorno al 40% del fabbisogno, anche se i dati a disposizione risultano al momento piuttosto frammentari e lacunosi.
- Copertura dei costi. Considerando l'insieme delle 24 CER per cui è disponibile questo tipo informazione, nella metà dei casi la copertura dei costi si basa interamente sulla disponibilità di finanziamento pubblici di varia natura (europei, nazionali, comunali), in 4 casi la forma di finanziamento è di tipo misto pubblico / privato e in 8 la copertura dei costi risulta esclusivamente a carico dei privati con l'ausilio dei previsti strumenti di agevolazione fiscale.
- Promotori. Considerando l'insieme delle 27 CER per cui è disponibile questo tipo informazione, in più della metà l'iniziativa viene promossa direttamente dai Comuni, ma non sono trascurabili (11 su 27) quelli in cui l'iniziativa privata risulta quella prevalente.

Tabella 1.1a – CER nel Nord Italia – Territorio, Tipologia e Gestione ⁽⁶⁾.

CER	Regione	Comune	Pop. Comune migliaia abitanti	Tipologia membri	Promotore Principale	Finanziamento	Note
Magliano Alpi	Piemonte	Magliano Alpi	2	Edif. Comunali Utenze private PMI		Privato	
Carrù	Piemonte	Carrù	4	Utenze Private Es. commerciali			
CER Nuove Energie Alpine	Piemonte	Valle Maira e Valle Grana	18	Es. Commerciali	Associazione	Privato	1a CER a superare il limite della cabina primaria
Smart CER	Piemonte	74 Comuni della provincia di Biella	176	Edif. Comunali Utenze Private PMI	Ener.bit	Pubblico	Supporto da parte del Politecnico di Torino Dicembre2022 il lancio del progetto (tuttora in corso)
Comunità Energetica Quartiere Tannino	Liguria	Sestri Levante	17	Edif. Comunali	Comune	Pubblico / Privato	Impianti su edifici Pubblici
CER del Polo Tecnologico "NOI Techpark"	Trentino A. Adige	Bolzano	107	Utenze private Es. Commerciali			
Riccomassimo	Trentino A. Adige	Riccomassimo	< 1	Es. commerciali			
Comunità Collinare del Friuli San Daniele	Friuli V. Giulia	Tutti i comuni (15) della c. collinare	50	Edif. Comunali Utenze private	Comune	Pubblico	Progetto "Area Vasta" Supporto del Politecnico di Torino
Comunità Energetica "Solisca"	Lombardia	Turano Lodigiano	1,5	Edif. Comunali Utenze private PMI	Comune	Privato	
Monticello Green Hill	Lombardia	Monticello	4	Utenze private	Energy Saving Managemen t	Privato	
Comunità Energetica Rinnovabile Basiglio	Lombardia	Basiglio (Milano)	8	Edif. Comunali Utenze private PMI	Comune	Pubblico	La prima comunità energetica nell'interland Milanese
Green Energy Community GECO	Emilia- Romagna	Bologna	388	Edif. Comunali Utenze private Es. commerciali	EIT Climate-KIC	Pubblico / Privato	Enea tra i promotori
Energia Verde Connessa	Emilia- Romagna	Imola	70	PMI	Bryo S.p.A.	Privato	

⁽⁶⁾ Le informazioni utilizzate sono quelle pubblicate in [2] e [25]. In grigio indicate le CER in via di definizione.

Tabella 1.1b – CER nel Nord Italia – Informazioni (parziali) su tecnologia e copertura consumi ⁽⁸⁾.

CER	Regione	Tipologia membri	Potenza [kW]	Copertura Consumi	Quota Fotovoltaico	Altre tecnologie	Sist. accumulo
Magliano Alpi	Piemonte	Edif. Comunali Utenze private PMI	46		100%		
Carrù	Piemonte	Utenze Private Es. commerciali	60				
CER Nuove Energie Alpine	Piemonte	Es. Commerciali	40		100%		SI
Smart CER	Piemonte	Edif. Comunali Utenze Private PMI	<i>in corso di definizione</i>				
Comunità Energetica Quartiere Tannino	Liguria	Edif. Comunali	31		81%	9% Solare Termico	
CER del Polo Tecnologico "NOI Techpark"	Trentino A. Adige	Utenze private Es. Commerciali	60				
Ricomassimo	Trentino A. Adige	Es. commerciali	18				
Comunità Collinare del Friuli San Daniele	Friuli V. Giulia	Edif. Comunali Utenze private	54	70%	100%		
Comunità Energetica "Solisca"	Lombardia	Edif. Comunali Utenze private PMI	47	40%	100%		
Monticello Green Hill	Lombardia	Utenze private	10		100%		
Comunità Energetica Rinnovabile Basiglio	Lombardia	Edif. Comunali Utenze private PMI	250				
Green Energy Community GECO	Emilia-Romagna	Edif. Comunali Utenze private Es. commerciali	15.050	50%	~ 100%	Biomasse (50 kW)	
Energia Verde Connessa	Emilia-Romagna	PMI	70	2 su 3 Imprese	100%		

Tabella 1.2a – CER nel Centro Italia – Territorio, Tipologia e Gestione ⁽⁸⁾.

CER	Regione	Comune	Pop. Comune migliaia abitanti	Tipologia membri	Promotore Principale	Finanziamento	Note
CERossini	Marche	Montelabbate	7	Utenze Private Es. Commerciali	Comune	Pubblico	
Comunità Energetica Rinnovabile Gallese	Lazio	Gallese	3	Utenze Private	Bio distretto Via Amerina e Forre	Privato	Nata nel corso di un Progetto Europeo
Verso il Futuro	Lazio	Cassino	36	Utenze Private	Soc. agricola Together Green	Privato con agevolazione 110%	
Comunità Energetica di Ventotene	Lazio	Ventotene	< 1	Edif. Comunali Utenze Private Es. Commerciali	Comune	Attesi fondi PNRR "Isole Verdi"	
CER dell'Università D'Annunzio	Abruzzo	Chieti	51	Utenza Pubblica			Dovrà servire il campus universitario Chieti-Pescara
Gagliano Aterno	Abruzzo	Gagliano Aterno	< 1	Utenze Private			
Ussaramanna	Sardegna	Ussaramanna	< 1	Utenze Private PMI	Comune	Pubblico	Il Comune copre le spese di Installazione e manutenzione ordinaria
Comunità energetica Biddanoa E' Forru	Sardegna	Villanovaforru	< 1	Utenze Private Es. Commerciali	Comune	Pubblico	Il Comune copre le spese di Installazione e manutenzione ordinaria

Tabella 1.2b – CER nel Centro Italia – Informazioni (parziali) su tecnologia e copertura consumi ⁽⁸⁾.

CER	Regione	Tipologia membri	Potenza [kW]	Copertura Consumi	Quota Fotovoltaico	Altre tecnologie	Sist. accumulo
CERossini	Marche	Utenze Private Es. Commerciali	15		100%		
Comunità Energetica Rinnovabile Gallese	Lazio	Utenze Private	200		100%		
Verso il Futuro	Lazio	Utenze Private	20	80%	100%		
Comunità Energetica di Ventotene	Lazio	Edif. Comunali Utenze Private Es. Commerciali	300	50%	100%		SI
CER dell'Università D'Annunzio	Abruzzo	Utenza Pubblica	<i>in corso di definizione</i>				
Gagliano Aterno	Abruzzo	Utenze Private	20				
Ussaramanna	Sardegna	Utenze Private PMI	71		100%		
Comunità energetica Biddanoa E' Forru	Sardegna	Utenze Private Es. Commerciali	44		100%		

Tabella 1.3a – CER nel Sud Italia – Territorio, Tipologia e Gestione ⁽⁸⁾.

CER	Regione	Comune	Pop. Comune migliaia abitanti	Tipologia membri	Promotore Principale	Finanziamento	Note
AMARES	Molise	Ripalimosani	3	PMI	Gruppo Amaranto	Privato	Pensata dalle Imprese per le Imprese
Miracer	Molise	Mirabello	3	Edif. Comunali Utenze private	Comune	Pubblico	Attivata a maggio 2022
Biccari	Puglia	Biccari	3	Edif. Comunali Utenze private			Obiettivo di servire 70 famiglie con più di 200 kW di impianti installati su edifici pubblici
Vitulano	Campania	Vitulano	3	<i>In corso di definizione</i>			Iniziativa lanciata a luglio 2021, ancora in fase di progettazione
CER Solidale Napoli Est	Campania	Napoli	3.000	Es. Commerciali			
CER di Foiano di Val Fortore	Campania	Foiano di Val Fortore	1,5	Edif. Comunali Utenze private PMI	Comune	Pubblico / Privato	Differenziazione delle fonti e stoccaggio energia
Tito	Basilicata	Tito	7	Edif. Comunali Utenze private			
La CER d'impres e a Bari	Puglia	Bari	324	13 Imprese	Confindustri a Bari	Pubblico / Privato	Finanziato con fondi europei
Comunità Energetica d'Impres e a Bari	Puglia	Sant'Eramo in Colle	26	Utenze Private / PMI		Pubblico / Privato	Costituita a giugno 2022
Amendolara	Calabria	Amendolara	3	Edif. Comunali Utenze Private			Operativa da sett. 2023
CER Angitola-Filadelfia	Calabria	Filadelfia	5	Utenze Private Es. Commerciali			
Comunità Energetica Rinnovabile e Solidale "Critaro"	Calabria	San Nicola da Crissa	1	Edif. Comunali Utenze Private	Vari, tra cui Legambiente	Privato con detr. fiscale 50% (Bonus ristrutturaz.)	Focus solidarietà e coesione sociale
Comunità Energetica Rinnovabile e Solidale di Sortino	Sicilia	Sortino	9	<i>In corso di definizione</i>	Comune	Pubblico	Focus solidarietà e coesione sociale Enel X partner tecnico
Blue Green Energy	Sicilia	Blufi	1	Utenza Pubblica	Comune	Pubblico	Enel X partner tecnico
Ragusa	Sicilia	Ragusa	74	Utenze Private PMI	Comune	Pubblico	Costi sostenuti con il bilancio comunale
Ferla-CommOn Light	Sicilia	Ferla	2	Utenze Private Es. Commerciali	Comune		Reinvestimento dei ricavi per la realizzazione di ulteriori impianti
Associazione Comunità Energetica di Fondo Sacca (ETS)	Sicilia	Messina quart. Fonda Saccà	237	Utenze Private	Comune		Focus solidarietà e coesione sociale
CER LELAT	Sicilia	Messina rione Mangialupi	237	Es. Commerciali	Comune	Pubblico	Enel X partner tecnico

Tabella 1.3b – CER nel Sud Italia – Informazioni (parziali) su tecnologia e copertura consumi ⁽⁸⁾.

CER	Regione	Tipologia membri	Potenza [kW]	Copertura Consumi	Quota Fotovoltaico	Altre tecnologie	Sist. accumulo
AMARES	Molise	PMI	37		100%		
Miracer	Molise	Edif. Comunali Utenze private	37		100%		
Biccari	Puglia	Edif. Comunali Utenze private	<i>in corso di definizione</i>				
Vitulano	Campania	<i>In corso di definizione</i>	19,9				
CER Solidale Napoli Est	Campania	Es. Commerciali	53				
CER di Foiano di Val Fortore	Campania	Edif. Comunali Utenze private PMI	1.497	100%	63%	Eolico (33%) Idroelettrico (4%)	SI
Tito	Basilicata	Edif. Comunali Utenze private	20				
La CER d'impresе a Bari	Puglia	13 Impresе	<i>in corso di definizione</i>				
Comunità Energetica d'Impresе a Bari	Puglia	Utenze Private / PMI	42		100%		
Amendolara	Calabria	Edif. Comunali Utenze Private					
CER Angitola-Filadelfia	Calabria	Utenze Private Es. Commerciali	1.000				
Comunità Energetica Rinnovabile e Solidale "Critaro"	Calabria	Edif. Comunali Utenze Private	67		100%		
Comunità Energetica Rinnovabile e Solidale di Sortino	Sicilia	<i>In corso di definizione</i>	42		100%		
Blue Green Energy	Sicilia	Utenza Pubblica	64	15%	100%		
Ragusa	Sicilia	Utenze Private PMI	193	5%	100%		
Ferla-CommOn Light	Sicilia	Utenze Private Es. Commerciali	64		100%		
Associazione Comunità Energetica di Fondo Sacca (ETS)	Sicilia	Utenze Private	<i>in corso di definizione</i>				
CER LELAT	Sicilia	Es. Commerciali	55	15%	100%		

Uno studio più recente da parte di Accenture [26] riporta un dato complessivo che non arriva a 100 comunità, tra CER e AUC⁽⁷⁾, considerando sia quelle in progetto che attive, un dato che risulta quindi coerente con quanto emerge dal quadro riportato.

Andando ora a confrontare il dato nazionale con quello europeo, nel sopra citato rapporto emerge come, nonostante le nuove direttive atte ad incentivare il modello, le CER risultino ancora un fenomeno marginale che totalizza circa 9.000 CER in funzione, con la Germania capofila e l'Italia in coda alla classifica. Si veda anche il rapporto citato nello studio e riportato in bibliografia [27].

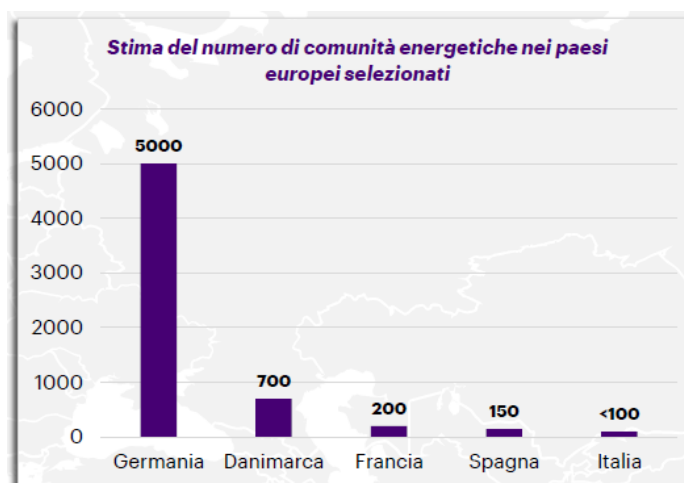


Fig. 1.6. Censimento delle CER effettuato nell'ambito del rapporto [26].

Tornando alla situazione nazionale, si vogliono qui citare alcune iniziative in fase embrionale o comunque non ancora completate che riguardano in particolare la Capitale e quindi il territorio all'interno del quale viene sviluppata l'idea progettuale del presente lavoro.

- Comunità energetica rinnovabile e solidale “Le Vele” (I Municipio), finanziata da Edison e in fase di completamento.

⁽⁷⁾ AUC: Gruppi di Autoconsumo Collettivo: un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso condominio o edificio e che agiscono collettivamente. Non si configura come soggetto giuridico.

- Intervento approvato in Giunta Comunale, con delibera del 16 dicembre 2022 [14], quando è stato istituito il Gruppo di Lavoro intersettoriale “Comunità energetiche e impianti solari”. Si parte da 15 progetti, uno per Municipio, al fine di produrre quanto necessario al fabbisogno di scuole o altri servizi, e di condividere l’energia con i soci della comunità energetiche, prevedendo sempre un obiettivo sociale. L’iniziativa prevede che vengano successivamente incluse circa 300 scuole dove è prevista l’installazione di impianti solari.

Il Comune, oltre a finanziare il progetto, metterà infine a disposizione il proprio patrimonio di tetti pubblici, un patrimonio di cui fanno parte 1200 edifici scolastici – tra scuole dell’infanzia, elementari e medie – e poi centinaia di edifici tra licei e istituti tecnici, edilizia sociale, biblioteche, musei e mercati.

Il progetto prevede di essere completato entro la fine del 2024.

- Comunità Energetica Tor Bella Monaca, di cui si attende la conclusione entro il secondo semestre del 2024.
- Insieme di 13 nuovi progetti finanziati dalla regione Lazio con un contributo di 86.000 euro:
 - CER Vitinia;
 - CER Vallerano;
 - CER S. Ireneo;
 - CER Municipio VIII - Università Roma Tre;
 - CER Mezzocammino;
 - CER StatCap-iv Miglio;
 - CER Casal Brunori;
 - CERtosa ROMA;
 - Associazione Comunità Energetica Vigna Murata;
 - Comunità Energetica Rinnovabile Tor Fiscale;
 - CER Regina Pacis;
 - Costituenda CERS Quadraro-Don Bosco;

- CER Stella Polare.
- Iniziativa del Museo Maxxi che, nel contesto del progetto “Grande Maxxi”, opererà una trasformazione green della struttura e dell’area attigua che culminerà nella creazione di una Comunità Energetica Rinnovabile che vedrà l’energia condivisa con gli edifici della Difesa vicini [2]. Il progetto prevede di essere completato entro la fine del 2026.
- Sperimentazione Areti-Enea di una CER nella zona di Centocelle [19], come applicazione italiana del progetto finanziato UE “PlatONE” (*PLATform for Operation of distribution NETworks*).

1.7 Le previsioni: dal breve al lungo termine

Tra gli studi di previsione a breve termine più citati che riguardano lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili in Italia c’è certamente quello del Politecnico di Milano (studio dell’*Energy & Strategy Group* del POLIMI) realizzato nel 2021 dove si prevedevano, nel periodo 2021-2025, i seguenti volumi:

- 14.000 – 31.000 le CER realizzate;
- 2,2 – 4,6 GW il PV installato, con taglia media di 150 kW;
- 300 – 620 i mln€ di incentivazione annua per CER e AUC;
- 2,5 – 5,1 l’incremento del valore (in mln€) del mercato PV.

Considerando che il Piano Nazionale per l’Energia e il Clima (PNIEC) fissa al 2026 un obiettivo pari a 33,25 GW di impianti fotovoltaici, che arrivano a 52 GW nel 2030, sembra evidente che bisogna accelerare di molto il passo rispetto ai volumi attesi nei prossimi anni. Sempre in base alle valutazioni espresse nello stesso studio del Politecnico di Milano, però, si prevede che il fenomeno delle CER possa contribuire di molto a colmare il gap, con un contributo al target 2026 nell’intervallo del 25-45%.

Non sono disponibili dati aggiornati così dettagliati sul ruolo delle CER nei report più recenti del Politecnico. In quello del 2022 [1] le stime sembrerebbero in generale più conservative, dato che si evidenzia come, nonostante il ruolo di accelerazione del

PNRR e dell'insieme di misure incentivanti, lo scenario tendenziale appare tale da non far tralasciare l'obiettivo del PNIEC dei 52 GW di fotovoltaico al 2030, prevedendo di totalizzarne solo 30 e complessivamente poco più di 50 considerando tutti i tipi di fonti rinnovabili. E andando avanti con il report più aggiornato del 2023 l'allarme sul ritardo appare sempre più insistente [20].

Se è vero che il potenziale CER al 2030 è di 7 GW, come indica un recente rapporto del DINTEC [29], una agenzia in house di Unioncamere, delle Camere di commercio e dell'ENEA, il contributo CER all'obiettivo sulle rinnovabili sarebbe appena del 14% e quindi al ribasso secondo le stime del PoLiMi del 2021.

Il dato dei 7 GW di fotovoltaico al 2030 è quello ad oggi più consolidato se consideriamo anche quanto previsto dal GSE come contributo delle CER e riportato nel grafico a seguire.

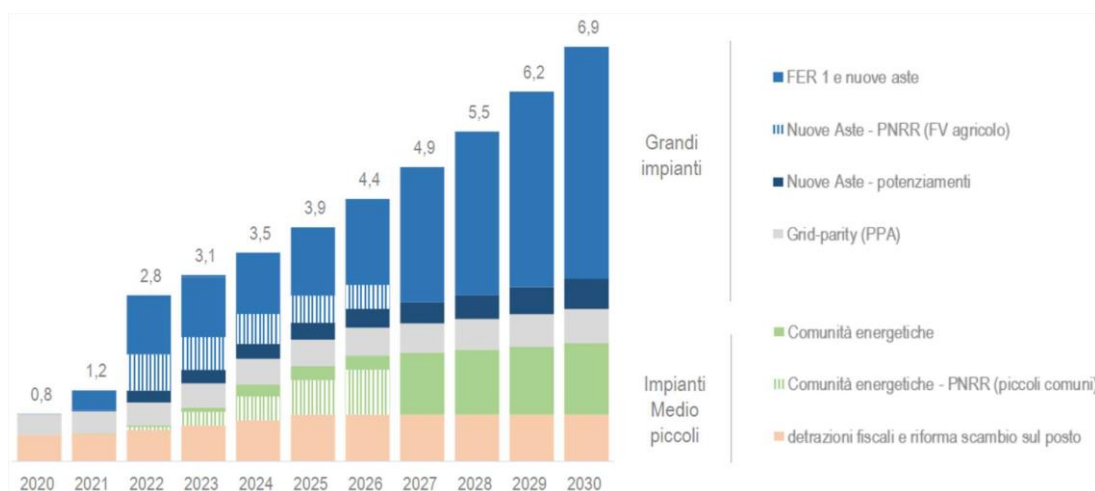


Fig. 1.7. Contributo ipotizzabile delle CER: permetterebbe l'installazione cumulativa di circa 5 GW di FV al 2030 + 2 GW attesi dall'utilizzo dei fondi PNRR per le CER [25].

Stime più positive emergono da *Lumi4Innovation* nel 2022, secondo cui la sola Lombardia punta, nell'arco 2022-2026, a creare dalle 3.000 alle 6.000 comunità energetiche, con un incremento di potenza fotovoltaica installata tra 600 e 1.300 MW.

Allargando poi lo sguardo all'Europa, l'ENEA prevede che nel 2050 i prosumer, ovvero i consumatori di energia che sono contemporaneamente anche produttori,

saranno 264 milioni e produrranno fino al 45% dell'elettricità rinnovabile dell'intera UE.

1.8 Considerazioni sullo stato della normativa e degli incentivi

Dalle informazioni raccolte sullo stato dello sviluppo delle CER in Italia è possibile desumere le considerazioni di seguito elencate in merito agli elementi chiave per il successo di questo importante strumento per la transizione ecologia.

- Normativa ancora in evoluzione, specialmente per quanto riguarda l'accesso ai fondi pubblici, che tende evidentemente ad introdurre un elemento di incertezza sui ritorni di investimento e a frenare pertanto le iniziative.
- Complessità burocratica e tempi lunghi per avere l'approvazione dei progetti, come risulta dal dato già citato di Terna che vede più di 1000 progetti in attesa di valutazione [9].
- Dimensioni ancora limitate delle realtà in campo che presuppongono la necessità di coinvolgere la partecipazione di player energetici come promotori delle iniziative, in stretta collaborazione con la Pubblica Amministrazione locale (i Comuni), al fine di rendere più scalabile il modello.
- Ampliamento del perimetro di finanziabilità a fondo perduto che al momento è limitato alle sole CER che risiedono in comuni con meno di 5.000 abitanti secondo le direttive del PNRR, e che va ad escludere pertanto gli scenari di maggiore efficacia ed interesse per il mercato.

Capitolo 2. Tracciare l'identikit di una CER: i dati rilevanti

In questo capitolo ci si focalizzerà sull'identificazione della tipologia di informazioni rilevanti al fine di identificarne il potenziale profilo della CER (scala e tipologie di beneficiari), gli attori che dovrebbero essere coinvolti e quindi il modello di business che potrebbe rivelarsi maggiormente efficace.

Si procederà quindi ad una caratterizzazione delle differenti classi di beneficiari così come indicato nell'introduzione, nonché delle risorse potenzialmente disponibili.

Nel capitolo successivo verrà quindi fornito l'esito della raccolta dati, effettuata in coerenza alla metodologia identificata.

Le informazioni saranno classificate nelle tipologie di seguito indicate, a fronte di una raccolta dati relativa al tessuto socioeconomico del territorio e, necessariamente, anche di tipo tecnico, sebbene per queste ultime saranno raccolti i parametri essenziali ai fini di un'analisi esclusivamente funzionale e prestazionale.

- Tipologie di soggetti coinvolti ed elementi descrittivi necessari alla caratterizzazione funzionale di ogni singola tipologia.
- Caratteristiche generali degli interventi e caratterizzazione essenziale degli impianti compatibili con il contesto urbanistico in esame.
- Parametri che caratterizzano l'utilizzo e la gestione della CER.
- Volumi.

Le ipotesi sulla scelta e il dimensionamento di tali parametri saranno necessariamente legate ad informazioni sul territorio dal punto di vista urbanistico e socioeconomico, come la tipologia di edifici, la presenza di proprietari residenti piuttosto che di affittuari e la presenza di imprese e Pubblica amministrazione. Tali informazioni sono il risultato di consultazioni di archivi e banche dati disponibili in rete come *open data* e di cui verrà fornita opportuna evidenza.

Verranno quindi indicati i KPI su cui si ritiene di dover misurare l'efficacia del modello ipotizzato nel suo complesso.

2.1 Tipologie di dati rilevanti

Il modello prevede di indirizzare le seguenti tipologie di utenze:

- domestico / residenziale;
- attività produttive e servizi;
- pubblica amministrazione;
- impianti di telecomunicazione, come esempio di soggetto industriale di tipo energivoro.

Viene inoltre ipotizzata la presenza di un'ESCo che agisce come società di servizi, un soggetto con una caratterizzazione che verrà opportunamente dettagliata nel capitolo 4, quando ne verrà ipotizzato uno specifico modello di business. Si fa notare come tale soggetto non possa aderire alla CER dato che la sua attività prevalente è legata proprio ai servizi di fornitura e gestione nel settore dell'Energia e quindi in conflitto con uno dei vincoli inclusi nel quadro normativo che regola questo settore.

Al fine di caratterizzare ogni singola utenza, sono stati utilizzati i seguenti parametri:

- presenza sul territorio;
- ruolo: consumatore, produttore, investitore con ipotesi su alcune possibili combinazioni dei tre profili;
- profili orari di consumo.

Per quanto riguarda le ipotesi sulla tipologia di interventi, ci si limita a considerare impianti di tipo fotovoltaico installati sui tetti degli edifici, dato il contesto urbano in esame dove è presumibile ritenere che la disponibilità di aree attrezzabili per realizzare impianti a terra possa risultare scarsa o nulla.

Sono utilizzati i seguenti parametri ai fini della caratterizzazione di ogni impianto:

- potenza di picco in kWp, ci si limiterà ad assumere la messa in rete di impianti non superiori a 200 kW, dove esiste documentazione, anche legata ai relativi incentivi ammessi, di tipo più esteso e consolidato;
- energia erogata durante il primo anno in MWh con una ipotesi di perdita media annua pari al 2,5% [30];
- presenza e caratteristiche di eventuali sistemi di *storage*;
- costi di impianto, dove per semplicità di assumerà un valore pari a 1500 €/kWp [31] più eventuali i costi di *storage*;

Per quanto riguarda l'utilizzo e la gestione della CER, si considerano i seguenti parametri:

- autoconsumo in %, riferito ad ognuna delle categorie di utenze;
- energia condivisa;
- energia immessa in rete;
- remunerazione in base alla normativa corrente, secondo quanto già indicato nel paragrafo 1.3;
- criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi.

Per quanto riguarda autoconsumo, energia condivisa e immessa in rete, le rispettive valorizzazioni dovranno risultare necessariamente come effetto delle ipotesi sui profili orari di consumo per ognuna delle tipologie di utenze considerate, presenza o meno di *storage* e l'adozione più o meno spinta di tecnologie di ottimizzazione dei consumi stessi.

Il modello dovrà consentire il calcolo dei seguenti KPI:

- copertura in % dei consumi, per ognuna delle tipologie di utenze coinvolte;
- periodo di rimborso (PBP) e tasso interno di rendimento (IIR) per i soggetti investitori;
- risparmio medio annuo, in %, sui costi variabili dell'energia, per ognuna delle tipologie di utenze coinvolte;
- benefici per il gestore in termini di riduzione dei picchi di energia richiesta in rete, secondo quanto auspicato da ARETI [19]

- CO₂ evitata, un parametro che oltre all'evidente importanza sul piano ambientale e climatico, diventa spendibile anche per le utenze di tipo business come strumento per valorizzare e promuovere le proprie politiche di responsabilità sociale ed ambientale, secondo i criteri ESG (*Environmental, Social, and corporate Governance*), aumentando così l'attrattività stessa dell'azienda rispetto al mercato degli investitori e la qualità del brand rispetto al mercato dei consumatori.

Data la complessità del modello e la numerosità dei parametri in gioco verranno introdotte delle semplificazioni e, soprattutto, si cercherà di operare per valori medi rappresentativi di una realtà necessariamente più complessa e articolata.

Un primo obiettivo dell'analisi sarà quello di identificare i driver di maggiore rilevanza ai fini dell'efficacia dell'intervento, considerando le seguenti dimensioni di indagine:

- ottimizzazione dei criteri di ripartizione di costi e ricavi in modo da massimizzare la redditività dell'intervento per l'insieme degli attori coinvolti.
- coinvolgimento delle varie tipologie di utenze presenti nel territorio, in termini di frazione delle utenze coinvolte rispetto a quelle disponibili;
- ruolo dello *storage*;
- ruolo della domotica e di tecnologie di intelligenza artificiale nell'ottimizzare i consumi all'interno della CER ai fini di massimizzare il livello di autoconsumo, condivisione dell'energia e quindi riduzione dei picchi di energia nella rete elettrica.

L'obiettivo è pertanto quello di identificare best practice che possano essere applicabili per un quartiere urbano con le caratteristiche di quello in esame.

2.2 Dove trovare i dati che servono

L'area di riferimento del presente lavoro è quella indicata in figura 2.1: parte del quartiere EUR nella città di Roma. Il perimetro evidenziato in figura è quello che

sottende la centrale primaria identificata con il codice AC002E00035 da ARETI, il gestore della rete di distribuzione di Roma e provincia.

Una delle fasi più complesse del presente lavoro è stata proprio quella di reperire i dati, anche se necessariamente in forma aggregata, ma con un dettaglio sufficiente per consentire di popolare correttamente il modello descritto.

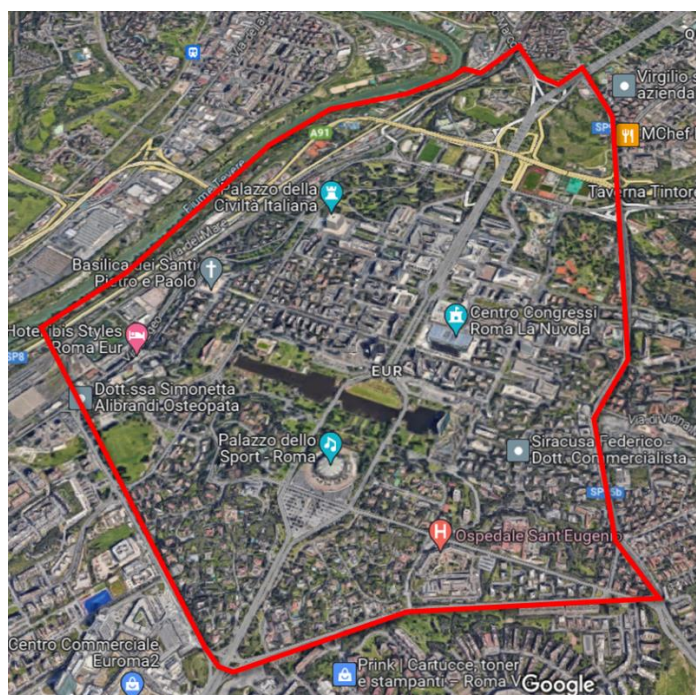


Fig. 2.1. Perimetro in esame e sotteso alla cabina primaria ARETI con codice AC002E00035, ottenuta come sovrapposizione della mappa google e del perimetro indicato sul sito ARETI [37].

Il tema delle mappature sul territorio (disponibilità di superfici e aree idonee, impianti già installati, domanda potenziale) è infatti presente in letteratura come uno degli elementi che può facilitare la diffusione delle CER e che ad oggi risulta carente [32], esigenza che ha stimolato lo sviluppo di alcune soluzioni come quella riportata in [39], e che potrebbe rappresentare uno dei campi di intervento a valore aggiunto da parte di una ESCo. Qualche segnale verso questa direzione è rappresentato dall'iniziativa di *GisAction* organizzazione appartenente al network internazionale del *United Nations Global Compact* per lo sviluppo di un'economia sostenibile, che ha sviluppato un applicativo che permette la mappatura partecipativa dei dati delle Comunità Energetiche diffuse in Italia [33]. Lo stesso GSE, a partire da ottobre 2023

ha fatto un primo passo in questa direzione rendendo disponibile una mappa interattiva per la localizzazione delle 2.107 cabine primarie gestite da 25 operatori [34].

In generale l'esigenza di avere una mappatura aggiornata delle unità immobiliari e delle infrastrutture disponibili sul territorio è un'esigenza a fattori comune di tutti i progetti infrastrutturali. Citiamo qui l'esempio delle reti di telecomunicazioni per cui dal 2015 è partito il progetto per la realizzazione del catasto delle infrastrutture confluito poi nel SINFI, il *Sistema Informativo Nazionale Federato delle Infrastrutture* [35], anche se la mappatura delle unità immobiliari risulta ancora carente a giudicare dalle tracce di polemica presenti in rete sulla scarsa aderenza del progetto di rete in fibra ottica di Open Fiber con la realtà territoriale [36].

Tornando allo specifico del presente lavoro, e in particolare all'esigenza di reperire informazioni atte a classificare la tipologia di territorio per i soli dati utili a identificare correttamente il modello di CER più efficace, sono state utilizzate le piattaforme di open data di seguito indicate e il software open source QGIS per la loro opportuna elaborazione.

- Archivio dati dell'ISTAT [38] per i dati sul territorio relativi alla popolazione, le unità immobiliari e le unità produttive. Purtroppo, la disponibilità completa dei dati si limita all'ultimo censimento del 2011, limitazione che potrebbe avere impatto su alcune scelte, sebbene vada considerata irrilevante ai fini dell'approccio metodologico utilizzato.

In particolare:

- sono stati utilizzati i dati contenuti nello shape file ⁽⁸⁾ *R12_11_WGS84* contenente le informazioni georeferenziate sul territorio del Lazio;

⁸ Lo shape file è un formato dati specifico per le informazioni relative ai sistemi informativi geografici (GIS: *Geographic Information System*)

- è stato aggiunto il layer informativo *R12_indicatori_2011_areecensimento* relativo ai dati che riguardano la popolazione e gli edifici e contenuti nella cartella *Popolazione e Abitazioni - dati-cpa_2011* dell'archivio dell'ISTAT;
- è stato aggiunto un ulteriore layer informativo *12_Dati_SCE_2011* che contiene informazioni georeferenziate sulle attività economiche e i servizi nel Lazio;

è stata infine circoscritta la zona di interesse per limitare la raccolta dati al perimetro in esame indicato in figura 2.1.

DATI ESTRATTI DALL'ARCHIVIO ISTAT
POPOLAZIONE (abitanti) ABITAZIONI DI CUI OCCUPATE FAMIGLIE RESIDENTI DI CUI SU ALLOGGI DI PROPRIETA' VALORE MEDIO DI COMPONENTI / FAMIGLIA SUPERFICIE MEDIA ALLOGGI OCCUPATI
TOTALE EDIFICI OCCUPATI DI CUI AD USO PRODUTTIVO / SERVIZI DI CUI AD USO RESIDENZIALE
DI CUI AD 1 PIANO DI CUI A 2 PIANI DI CUI A 3 PIANI DI CUI A 4 E PIU' PIANI
DI CUI AD 1 INTERNO DI CUI A 2 INTERNI DI CUI A 3-4 INTERNI DI CUI A 5-8 INTERNI DI CUI A 9-15 INTERNI DI CUI A 16 E PIU' INTERNI
NUMERO MEDIO DI PIANI (RESIDENZIALE) NUMERO MEDIO DI INTERNI/PIANO (RESIDENZIALE) SUPERFICIE MEDIA PER INTERNO SUPERFICIE MEDIA TETTO
TOTALE UNITA' PRODUTTIVE E SERVIZI DI CUI PUBBLICA AMMINISTRAZIONE DI CUI SERVIZI DI CUI INDUSTRIA TOTALE ADDETTI DI CUI IN PUBBLICA AMMINISTRAZIONE DI CUI IN SERVIZI DI CUI IN INDUSTRIA RAPPORTO ADDETTI / RESIDENTI

Fig. 2.2. Dati estratti dall'archivio dell'ISTAT. Ogni record estratto di riferisce ad una sezione di circa 50.000 m², 113 in tutto per la zona dell'EUR.

Tra i dati contenuti nell'archivio sono stati utilizzati quelli indicati nella lista riportata in figura 2.2 e l'utilizzo di queste informazioni è stato finalizzato sia alle necessità del modello, ma anche per tracciare l'identikit della zona in esame attraverso alcuni indicatori socio-urbanistici di seguito indicati.

- Portale *LTE Italy* [40] dove sono indicati i dati georeferenziati di tutte le Stazioni Radio Base di telefonia cellulare.

Per quanto riguarda i dati sui consumi medi differenziati per tipologia di utenza, questi sono stati dedotti da una pubblicazione di Terna sui Consumi 2022 [41] in cui è stato fornito il dato per provincia e dagli *open data* ISTAT per quanto riguarda le unità produttive e i nuclei famigliari. È stato così possibile operare una stima dei consumi medi per tipologia di utenza (si veda in proposito la tabella 2.1 a seguire) che sono stati quindi posti pari a:

- 24 MWh annui per un'utenza di tipo PA (Pubblica Amministrazione) o Servizi, e derivata dal rapporto tra il dato complessivo sulla Provincia di Roma e il numero di unità di questa tipologia;
- 2,7 MWh annui per un'utenza di tipo domestico;
- 35 MWh annui per una Stazione Radio Base (SRB) [42], valore che conferma uno studio dell'ISPRA, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, del 2010 [27] e che è assimilabile ad un'utenza media di tipo industriale.

Dati sulla Provincia di Roma								
Agricoltura		Industria		Servizi		Residenziale		Totale
N	% su Att. Produttive	N	% su Att. Produttive	N	% su Att. Produttive	N	% sul totale	N
TERNA - Consumi elettrici annuali (GWh)								
104	1,1%	1.804	19,1%	7.542	79,8%	4.755	33,5%	14.205
ISTAT - Dati sulle Unità Produttive e sulle Famiglie								
448	0,12%	52.615	14,2%	316.407	85,6%	1.743.263	82,5%	2.112.733
Stima dei Consumi medi annuali per Unità Produttiva o Famiglia (MWh)								
232		34		24		2,7		

Tab. 2.1. Dati sulla Provincia di Roma pubblicati da Terna per quanto riguarda i consumi di energia elettrica e dall'ISTAT per quanto riguarda quelli su unità produttive e famiglie.

L'impatto delle circa 70.000 SRB presenti sul territorio nazionale risulta pari all'1% del consumo energetico elettrico nazionale e circa il 55% del consumo delle telecomunicazioni [42]. Dal punto di vista del Gestore di rete di Telecomunicazioni la bolletta energetica rappresenta il 2% dei ricavi complessivi e risulta essere la seconda voce di OPEX [43]. A questo si aggiunga che c'è una sempre maggiore attenzione da parte degli operatori ad acquistare energia verde tramite *Garanzie di Origine* ([45], [46]) circostanza che lascia presupporre una propensione positiva per aderire ad iniziative volte alla realizzazione di CER.

Non verranno considerate nel presente lavoro altre utenze di tipo Agricoltura e Industria (con l'eccezione delle SRB).

2.3 Caratterizzazione del contesto urbano di riferimento

L'EUR si estende su un territorio di 5,68 km² per 7331 abitanti⁽⁹⁾. A seguire un elenco di caratteristiche, rapportate alla media di Roma, che ne identificano la fisionomia e che sono riportati in tabella 2.2

- 802 edifici di cui il 64% (contro la media romana del 40%) di almeno 4 piani;
- 520 edifici occupati per uso residenziale su appartamenti di grande metratura: 147 mq rispetto ad una media di 94 mq;
- 2,1 componenti per nucleo familiare, sostanzialmente in linea con la media riscontrata su Roma;
- Il 73% degli appartamenti è di proprietà (contro una media del 68%), circostanza che porta a ritenere più probabile una propensione per aderire ad una comunità energetica;
- 282 edifici occupati ad uso produttivo e servizi, che corrisponde al 35% degli edifici contro una media del 21%, un tratto caratteristico del quartiere che ospita un numero rilevante di aziende e sedi della Pubblica Amministrazione;

⁹ Dato aggiornato al 2023

- 2916 unità produttive e servizi con quasi 40.000 lavoratori: più di 5 volte il numero dei residenti contro una media in cui il rapporto è 1 lavoratore in zona ogni 2 abitanti e quindi 10 volte di più rispetto alla media urbana;
- Il 2% (il doppio rispetto alla media) di queste unità produttive è utilizzato dalla Pubblica Amministrazione con più di 10.000 lavoratori, 1/4 del totale.

	EUR	ROMA	EUR vs val. medi ROMA
% di edifici con almeno 4 piani	64%	40%	+ 60%
% di edifici con almeno 9 interni	53%	32%	+ 65%
Superficie per interno (mq)	147	94	+ 57%
Superficie media dei tetti (residenziale) in mq	362	268	
N. componenti / interno	2,1	2,3	
% famiglie con alloggi di proprietà	73%	68%	
% edifici ad uso produttivo e servizi	35%	21%	+ 69%
rapporto lavoratori in zona / residenti	5,1	0,5	x 9,6
% unità di tipo PA sul totale delle unità produttive e servizi	1,8%	1,0%	+ 78%
% lavoratori nella PA sul totale dei lavoratori in zona	26%	15%	+ 80%

Tab. 2.2. Valori estratte dai dati ISTAT. Evidenziati quelli più differenzianti (colonna "EUR vs valori medi a ROMA"): qualificano il tessuto socio-produttivo come fortemente orientato al settore terziario e alla PA.

Il dato sulla superficie media dei tetti, dato essenziale ai fini delle ipotesi che riguardano le potenze degli impianti installabili e quindi le utenze servibili, sono stati utilizzati criteri diversi a seconda della tipologia di edifici:

- per gli edifici ad uso residenziale, il dato è stato dedotto dai dati dell'ISTAT a partire dal numero di unità immobiliari per piano e moltiplicando questo dato per la superficie media degli appartamenti;
- per gli edifici adibiti ad unità produttive e servizi il dato sulla superficie non è disponibile negli archivi ISTAT, ma è stata necessaria un'indagine visiva su Google Maps a partire dalle zone dove il dato ISTAT rileva almeno un edificio ad uso produttivo e un numero significativo di addetti. In figura 2.3 un esempio a titolo esplicativo.

Le cifre essenziali di questa zona urbana, quindi, sono quelle che la caratterizzano come un quartiere con edifici mediamente alti, appartamenti di ampia metratura e con un percentuale rilevante di unità familiari che risiedono in immobili di proprietà.

Un rapporto tra lavoratori e residenti particolarmente elevato che rende l'EUR un quartiere notoriamente attrattivo per le aziende e con una componente significativa della pubblica amministrazione che potrebbe favorire una partnership pubblico-privata.

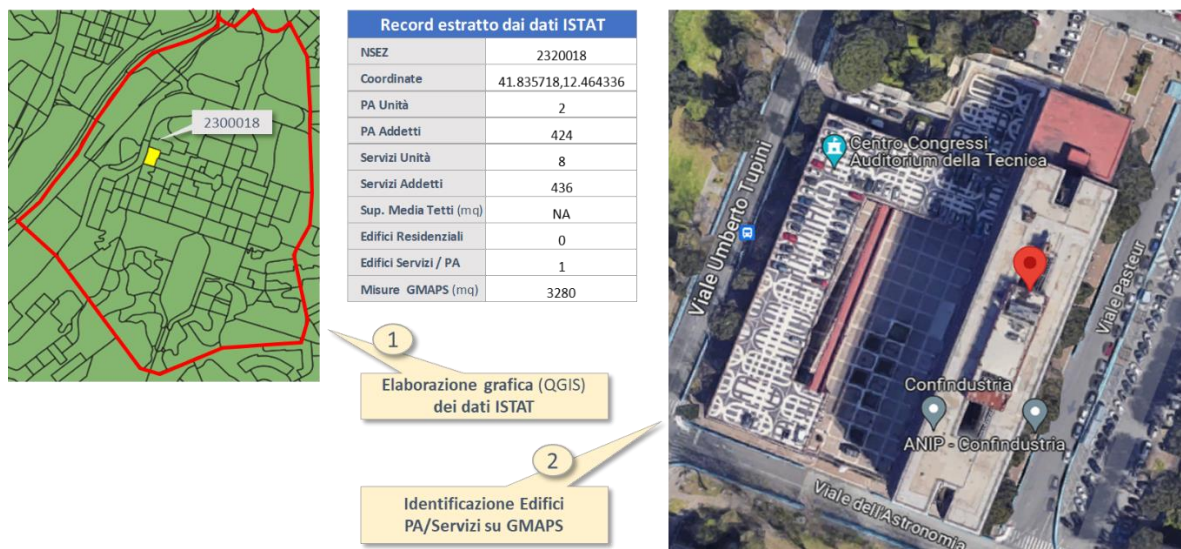


Fig. 2.3. Esempio della modalità con cui sono stati utilizzati sia dati aggregati (ISTAT) sia misurazioni dirette su Google Maps

Capitolo 3. Cosa emerge dai dati raccolti

In questo capitolo si procederà con la caratterizzazione specifica del territorio di riferimento, ai fini del modello CER, utilizzando il metodo di indagine e raccolta dati descritto nel precedente capitolo.

Verranno inoltre presentate e motivate le assunzioni relative ai costi unitari che riguardano investimenti, oneri gestionali e le ipotesi sui prezzi dell'energia durante il periodo dell'intervento.

3.1 Volumi, risorse disponibili e parametri prestazionali di riferimento

Soddisfare, anche parzialmente, l'insieme dei carichi elettrici di un quartiere come l'EUR (anche limitatamente all'area in esame che è quella sottesa dalla cabina primaria ARETI con codice AC002E00035), richiederebbe un intervento di dimensioni che vanno ben oltre quelle che ad oggi caratterizzano iniziative di questo tipo.

In tabella 3.1 viene riportata la stima del fabbisogno complessivo di Energia Elettrica nel quartiere, valutata sempre sulla base dei valori unitari dedotti dal rapporto Terna sui consumi nella Provincia di Roma.

Per quanto riguarda la stima dei carichi a partire dai consumi si è assunto un valore di 1250 MWh annuo per ogni MW di potenza, in accordo alle ipotesi riportate nelle analisi sviluppate dal dossier RSE (*Ricerca sul Sistema Energetico*) sulle CER e l'autoconsumo collettivo [31].

	Stima fabbisogno Energia Elettrica per l' EUR				
	Abitazioni	Servizi	PA e Pubblici Servizi	Industria	TOTALE
Unità Produttive / Famiglie	3.611	2.550	53	313	6.527
MWh per Unità Produttiva / Famiglia	2,7	24	24	34	
Consumi Totali Annui (MWh)	9.850	60.783	1.263	10.732	82.627
Carico complessivo (MW)	8	49	1	9	66

Tab. 3.1. Esempio della modalità con cui sono stati utilizzati sia dati aggregati (ISTAT) sia misurazioni dirette su Google Maps.

Utilizzando questo approccio, la stima del fabbisogno risulta pari a 66 MW, più di 4 volte i 15 MW di potenza erogata dalla più grande CER Italiana, la *Green Energy Community* (GECO) dell'Emilia-Romagna e che riguarda un'area con caratteristiche demografiche analoghe a quelle dell'EUR (7.500 abitanti) ma con una spiccata presenza di impianti industriali [47].

È stato necessario, pertanto, operare una selezione sugli edifici potenzialmente ospitanti e sull'ammontare complessivo degli impianti, con l'obiettivo di non superare i 10 MW di potenza, come ordine di grandezza, per analogia con la CER presa a riferimento, almeno come dato di partenza.

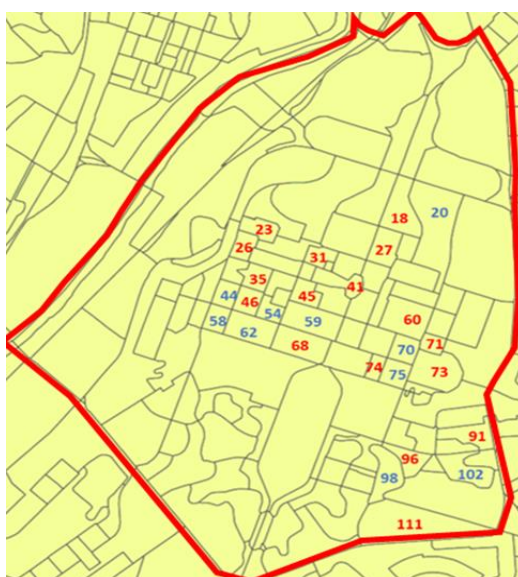


Fig. 3.1 Settori selezionati: in rosso quelli con edifici della PA e Servizi, in blu quelli con edifici residenziali.

Di seguito i criteri utilizzati ai fini della selezione.

- Identificazione dei Settori Istat con la maggiore presenza di Unità Produttive della Pubblica Amministrazione, scuole e ospedali inclusi, per un totale di 17 Settori;
- Identificazione dei Settori Istat con la maggiore superficie disponibile di tetti su edifici di tipo residenziale per le installazioni, per un totale di dieci Settori.

Disponibilità aree su edifici della PA e Servizi						Disponibilità aree su edifici residenziali					
Edifici Selez.	Sup. Tetti (mq)	NSEZ	ID	Unità Produttive	Addetti	Edifici Selez.	Sup. Tetti (mq)	NSEZ	ID	Famiglie	Abitanti
2	700	2320039	46	37	193	2	1.383	2320012	20	8	20
3	11.200	2320034	41	72	1423	8	4.214	2320037	44	99	194
2	10.500	2320009	18	4	165	3	2.725	2320047	54	84	181
2	4.800	2320024	31	13	358	6	3.629	2320051	58	73	150
1	3.200	2320018	26	10	860	2	1.136	2320052	59	16	27
2	2.500	2320019	27	19	998	10	7.913	2320055	62	200	387
1	5.400	2320053	60	7	1248	7	3.683	2320063	70	56	113
3	2.400	2320015	23	11	2620	5	2.959	2320068	75	66	136
1	1.700	2320028	35	43	184	4	4.050	2320096	98	82	170
2	17.000	2320066	73	46	431	4	2.379	2320101	102	41	66
1	2.000	2320067	74	3	287	51	34.071			725	1.444
3	5.800	2320061	68	29	585						
2	5.500	2320038	45	9	690						
1	4.000	2320064	71	7	698						
1	3.200	2320112	111	39	1696						
27	79.900			349	12.436						

Tab. 3.2. Dati ISTAT relativi ai settori selezionati. La colonna "ID" rimanda alla figura 3.1.

In figura 3.1 vengono indicati i 27 settori identificati come zona di riferimento per le installazioni e selezionati tra i 113 che corrispondono alla zona afferente alla cabina primaria dell'EUR. I dati sono riferiti, come già indicato, al censimento del 2011.

La selezione porta ai seguenti risultati:

- 27 edifici adibiti a Servizi e Pubblica Amministrazione, tra i 282 censiti nell'area di riferimento;
- 51 edifici ad uso residenziale, tra i 520 censiti nell'area di riferimento;
- superficie disponibile complessiva superiore a 110.000 mq dove, ipotizzando installazioni su tetti piani che consentono di erogare 1 kW ogni 10 mq [1], consentono di introdurre una potenza pari a circa 11 MW.

La CER ipotizzata, con circa 11 MW di potenza rinnovabile, risulta quindi della stessa "classe" della CER GECO che fornisce 15 MW, anche se in questo caso non sono disponibili le ampie aree industriali che consentirebbero di razionalizzare gli interventi.

Viene infine considerata la presenza di sistemi di storage per i quali, in accordo agli ordini di grandezza deducibili dagli esempi riportati nella guida dell'ENEA [48], è

possibile ipotizzare una capacità di energia accumulabile espressa in kWh pari a 1.3 volte il valore di potenza espresso in kW dell'impianto. Un impianto di 100 kW, ad esempio, potrà disporre di un sistema di *storage* in grado di immagazzinare 1.300 kWh, energia che non sarà quindi immessa in rete, ma utilizzata all'interno della CER nelle ore in cui l'impianto non è in grado di erogare energia.

3.2 Caratterizzazione delle utenze che aderiscono alla CER

In tabella 3.3 sono richiamati i dati essenziali relativi alle varie tipologie di soggetti potenzialmente interessati alla CER in termini di ruolo e di presenza sul territorio in esame, ovvero quello sotteso alla centrale primaria identificata.

Per i riferimenti relative alle fonti, si rimanda a ciò che è stato già indicato nei capitoli precedenti.

	Residenziale	PA / Servizi	Industriale (SRB)	ESCo
Ruolo Unità selezionate	Prosumer / Consumer	Prosumer / Finanziatore	Consumer	Finanziatore / Servizi
Presenza sul Territorio (Unità Produttive / Famiglie)	3611	2603	20	NA
Consumi (MWh anno/Unità)	2,7	24	35	NA

Tab. 3.3. *Ipotesi su ruolo e caratteristiche essenziali dei soggetti interessati alla CER.*

Per quanto riguarda i siti radiomobili viene riportato in tabella il dato che risulta dal sito LTE Italy [40], così come riportato nella figura 3.2 estratta dal sito stesso.

Analogamente a quanto già fatto per i potenziali impianti e quindi i potenziali prosumer, anche per i consumer saranno fatte delle ipotesi che necessariamente limitano la partecipazione dei soggetti non produttori alla CER.

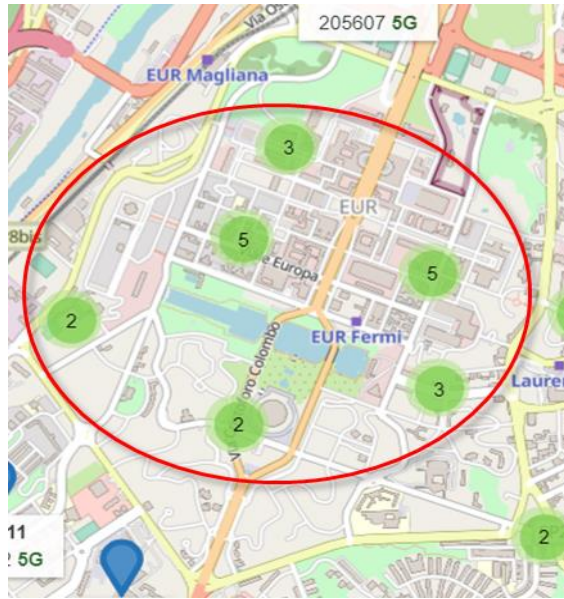


Fig. 3.2. Dislocazione delle 20 SRB nell'area di riferimento [40].

Al fine di semplificare l'analisi, si assumerà che:

- le sole aziende selezionate per la produzione, e quindi collegate al POD di uno degli impianti, partecipino alla CER;
- la PA parteciperà al finanziamento della CER con capitale pubblico, in aggiunta a quello privato fornito dal soggetto terzo (ESCO), e con quota da identificare;
- sarà ipotizzata una percentuale aggiuntiva (da identificare) di partecipazione da parte di ulteriori utenze residenziali in aggiunta a quelle collegate al POD di uno degli impianti, utenze che in questo caso saranno solo di tipo consumer;
- le SRB svolgeranno il ruolo di solo consumer.

Per quanto riguarda i profili orari relativi alle varie tipologie di utenze e all'immissione di energia da parte degli impianti fotovoltaici sono stati ricostruiti gli andamenti rappresentati in figura 3.3 e relativi ad un giorno medio invernale di tipo feriale. Sicuramente rappresenta un caso conservativo, ma ai fini di una comparazione a parità di condizioni si è optato per uno scenario dove fosse possibile reperire e confrontare tutte le informazioni.

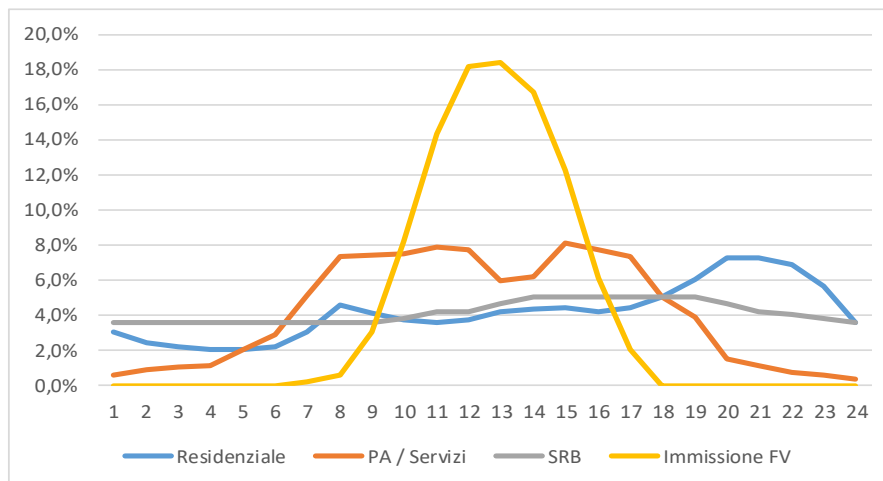


Fig. 3.3. Profili di consumo orari medi in una giornata invernale e feriale.

I riferimenti utilizzati per ricostruire gli andamenti in figura sono stati i seguenti:

- Residenziale: rivista AEIT “L’Energia Elettrica” ([50], fig. 3);
- PA / Servizi: studio dell’ENEA ([51], fig. 3);
- SRB: studio dell’ISPRA ([52], fig. 3.2a);
- Immissione impianto fotovoltaico: report del GSE ([1], fig. 4).

Tali profili saranno necessari per stimare le varie componenti di energia: autoconsumata, condivisa, immessa in rete e prelevata dalla rete, rispettivamente e valutare di conseguenza l’efficacia complessiva della CER [53].

La valutazione di tali grandezze dovrà inoltre includere gli effetti dello *storage* che consentono di aumentare l’energia autoconsumata e condivisa.

Per quanto riguarda la ripartizione dei costi e dei ricavi tra i vari soggetti, nel successivo capitolo verranno ipotizzati vari scenari al fine di individuare dei criteri che consentano di ottimizzare i benefici per tutti gli attori coinvolti.

3.3 Investimenti e costi di gestione

Le ipotesi sui costi di impianto, inclusivi di installazione e attivazione, sono le seguenti:

- riferimento ad impianti nell'intervallo 20 kW ÷ 200 kW con costi (inclusivi di installazione) pari al valore stabilito dal PNRR che risulta pari a 1200 €/kW [31];
- costi annuali per la gestione dell'impianto inclusivi di manutenzione e assicurazione pari a 47 €/kW [31];
- costi di *storage* pari a 1000 €/kWh [48].

3.4 Costo e valore dell'energia

L'efficacia economica di una CER dipende in modo significativo dall'andamento dei prezzi dell'energia e in modo specifico dal rapporto tra il prezzo di mercato e il prezzo zonale che è quello che il GSE riconosce alla CER per l'energia immessa.

Si è deciso quindi di fissare un riferimento per entrambi i valori che, per quanto riguarda il prezzo zonale si basa sulle ipotesi assunte nel report RSE [31] e che confidano in un graduale ritorno dei prezzi ai livelli precrisi.

Per quanto riguarda il prezzo di mercato dell'energia, è stato assunto il valore attuale come riferimento per il primo anno di intervento, valore che risulta, per quanto riguarda la componente variabile, pari a circa 300 €/MWh⁽¹⁰⁾. Si è poi ipotizzato che la variabilità di tale valore negli anni sia conforme a quella assunta per il prezzo zonale, come mostrato in figura 3.4, ipotesi che mantiene costante negli anni la proporzionalità tra i due indici.

⁽¹⁰⁾ La stima è il frutto di una valutazione e mediazione sulla base di varie fonti, tra cui le bollette energetiche dell'anno corrente nella disponibilità del sottoscritto.

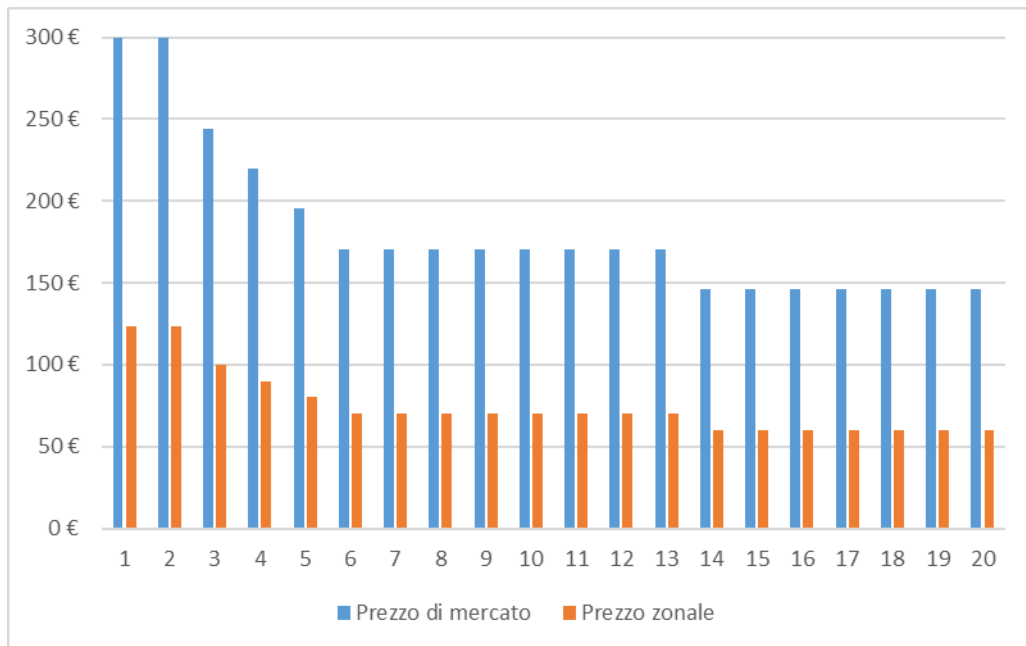


Fig. 3.4. *Andamento negli anni dei prezzi dell'energia espressi in €/MWh.*

Come risulta evidente c'è un significativo scostamento tra il prezzo dell'energia acquistata dalla rete (prezzo di mercato) e ricavi da vendita dell'energia immessa in rete (prezzo zonale), circostanza che rende remunerative le CER se si riesce ad auto-consumare e condividere al massimo l'energia prodotta.

La normativa italiana premia quindi la condivisione dell'energia nelle CER mentre in altri paesi europei come la Germania [27] viene premiata la vendita dell'energia a prezzi sostanzialmente allineati a quelli di mercato e in alcuni casi anche migliorativi, proprio per incentivare la messa in rete di impianti rinnovabili. Questa tipologia di tariffa viene tipicamente indicata come “feed-in” [49] e garantisce una stabilità del prezzo per 15 o 20 anni, a seconda del paese, favorendo quindi gli investimenti sul settore.

Capitolo 4. Il modello di business identificato

In questo capitolo si raggiungerà lo scopo del presente lavoro che è quello di identificare linee guida e criteri da adottare al fine di realizzare il massimo beneficio per tutti i portatori di interesse, risultato valevole come metodologia generale, ma che nel caso in esame viene calato sul territorio selezionato il quale, a sua volta, può essere rappresentativo di una tipologia specifica di contesto urbano.

Alcune scelte infatti saranno motivate in qualche misura dal tipo del territorio, come ad esempio la presenza significativa della Pubblica Amministrazione nonché l'incidenza dominante del terziario nel tessuto produttivo locale. Richiamandoci ad alcune analisi sulla classificazione delle CER con lo scopo di identificare i modelli di business più efficaci, ed in particolare al già citato studio di Accenture [26], questo caso si prefigura come un mix tra “modello collettivo” e “modello comunale” proprio per la presenza importante sia del terziario, che della Pubblica Amministrazione, nonché per le dimensioni dell'intervento che segnalano la necessità sia di fondi pubblici che di fondi privati.

La complessa fase di raccolta dati sviluppata nel capitolo 3 è risultata necessaria anche per mettere a fuoco un tema importante per lo sviluppo di questo mercato e che è legato al ruolo che potrebbe svolgere la disponibilità di una piattaforma di condivisione dei dati, una specie di “catasto” al servizio di questo mercato, dove possano confluire dati territoriali, demografici, di tessuto produttivo e di infrastrutture disponibili. Il tema risulta presente nel dibattito di settore e riportato come uno dei punti nevralgici nel processo [32], stimolando alcune iniziative come quella della mappa dei tetti atti ad ospitare pannelli solari nella città di Gent in Belgio [57] per facilitare l'incontro tra domanda e offerta.

La raccolta dati effettuata rappresenta anche un risultato del presente lavoro, sebbene di tipo intermedio, al fine di dimostrare un possibile approccio e proporre una metodologia valevole per una prima analisi basata sull'accesso ad open-data già disponibili anche se non sempre aggiornati.

Ma soprattutto direi, questa racconta dati è stata indispensabile per poter effettuare una “prova di realtà” del modello di business sul caso specifico.

Il capitolo è organizzato come di seguito indicato.

Viene data inizialmente una rappresentazione funzionale del modello di analisi e richiamati i dati salienti ottenuti nel capitolo precedente.

Segue una classificazione dei KPI da misurare e viene dettagliato il profilo dell’ESCo, soggetto centrale per questo tipo d CER, attraverso la definizione del relativo modello di business.

Il capitolo si conclude quindi la presentazione e discussione dei risultati.

4.1 La piattaforma metodologica di analisi

In figura 4.1 viene mostrata una rappresentazione funzionale del modello di riferimento, già introdotto nel capitolo 2, e utilizzato qui per sviluppare un’analisi di sensibilità sui benefici delle CER per i vari stakeholder, in funzione di un insieme di parametri chiave legati a diverse ipotesi di gestione della CER e di policy di intervento.

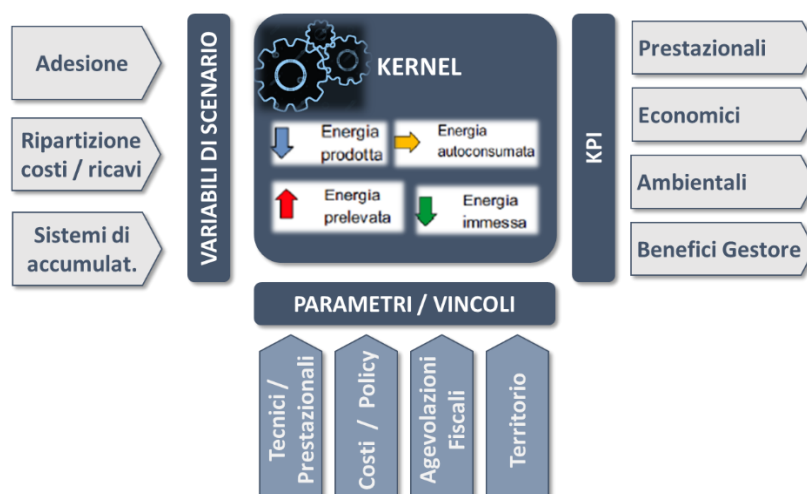


Fig. 4.1. Modello di riferimento utilizzato per sviluppare un’analisi di sensibilità sui benefici.

Tale modello si propone di essere generalizzabile per qualsiasi CER, ma ci si è preoccupati di “congelare” alcuni parametri descrittivi in accordo alla tipologia di territorio e di contesto socioeconomico in esame così come risulta dai dati raccolti.

Di seguito viene descritta la tassonomia del modello, dando evidenza di alcune scelte e della relativa motivazione. In molti casi verranno semplicemente richiamate le assunzioni già presentate e discusse nei paragrafi precedenti.

Gli elementi costitutivi del modello possono essere classificati in tre classi.

- 1) *Parametri*: riguarda l’insieme delle condizioni e dei vincoli determinati dalla tecnologia, dal territorio, dai costi e dalla regolamentazione di settore. In realtà anche la tecnologia (soluzioni, prestazioni, costi) potrebbe variare (come anche gli effetti di una evoluzione regolamentare), ma si è assunto in questa sede di utilizzare valori correnti di letteratura.
- 2) *Variabili*: riguarda la sfera delle opzioni che si ritengono rilevanti ai fini dei risultati e che dipendono della strategia adottata.
- 3) *Kernel*: l’insieme di regole che determinano i flussi di energia e quindi i flussi relativi a costi, ricavi e benefici per gli stakeholder coinvolti.

La differenza tra *Parametri* e *Variabili* dipende in parte anche da alcune scelte che portano ad inserire nei *Parametri* quei criteri che si ritengono “ragionevoli” e quindi “congelabili” (anche per limitare i gradi di libertà dell’analisi) come, ad esempio, il fatto che le imprese aderiscano come prosumer e le SRB come consumer, mentre il numero di unità residenziali che aderiscono alla CER va considerata come variabile di scenario.

1) Raccolta dei *parametri* e delle ipotesi di lavoro

Come già detto fin dalle premesse, si assume che nella CER ci sia la possibilità di includere soggetti con diversi ruoli e profili di consumo, integrando prosumer e consumer nella gestione integrata di produzione e carico.

Parametri relativi alla potenza erogata e ai consumi								
	Tipologia Utenza	Edifici Potenziali	Edifici Selezionati	Superficie Installaz. (mq)	Potenza necessaria (MW)	Unità	Consumo Unità (MWh/anno)	Consumi Totali (MWh/anno)
Prosumer	PA e Servizi	282	27	80.000	8,0	349	24	8.319
	Residenziale	520	51	34.000	3,4	725	2,7	1.978
	Totale	802	78	114.000	11,4	1.074		10.296
Consumer	Residenziale					variabile ^(*)	2,7	variabile
	SRB					20	35	700

^(*) può arrivare ad un massimo di circa 7270 unità residenziali, ovvero la totalità residente (7621) meno le 349 unità già coinvolte come prosumer

Tab. 4.1. Valorizzazione di alcuni parametri, in accordo agli esiti dell'analisi del territorio, ai valori di W/m^2 erogabili su installazioni a tetto e ai consumi medi di riferimento per la provincia di Roma.

Parametri prestazionali degli impianti FV				
	Potenza (MW)	Energia (MWh/ anno)	Perdita media annua	Sistema di accumulo (MWh)
Valore	11,4	14.820	0,25%	14,82
Riferimenti	11,4 ⁽¹⁾	[23] ⁽²⁾	[27]	[29] ⁽³⁾
Note	⁽¹⁾ Ottenuta con impianti distribuiti uniformemente sulle superfici disponibili ⁽²⁾ 1,25 MWh/anno per kW ⁽³⁾ 1,3 volte la potenza di picco			

Tab. 4.2. Valorizzazione dei parametri prestazionali di impianti FV e accumulatori utilizzati nel modello, in accordo ai valori di riferimento

Parametri relativi ai costi / kW			
	Costo base impianto	Costo sistema di accumulo	Costi gestione e assicurazione
Valore	1.050 €	1.000 €	47 €
Riferimenti	[26] ⁽¹⁾	[22]	[26]
Note	⁽¹⁾ per impianti > 600 kWp		

Tab. 4.3. Valorizzazione dei parametri di costo per acquisto / installazione e gestione di impianti FV utilizzati nel modello, in accordo ai valori di riferimento.

Incentivi sull'energia condivisa / MWh				
	Incentivo base	Incentivo incr. per zona centro	Incentivo complessivo	Remunerazione risparmi rete
Valore	110 €	4 €	114 €	8,48 €
Riferimenti		[26]		

Tab. 4.4. Richiamo sugli incentivi sull'energia condivisa.

Per quanto riguarda prezzi di mercato e prezzi zonali (ovvero la remunerazione dell'energia immessa in rete), unitamente alla relativa ipotesi sugli andamenti negli anni, si richiama a quanto già indicato in figura 3.4.

Tra i parametri da considerare, particolare rilevanza riveste il mix di profili di consumo delle diverse utenze, così come già indicato in figura 3.3. In questa sede ci si limita ad effettuare una stima delle prestazioni della CER in una giornata media feriale e invernale.

Potrebbe essere oggetto di ulteriore approfondimento l'analisi dei benefici, in aggiunta a quelli che verranno qui valutati, e derivanti dalla complementarità dei profili di consumo residenziali ed impresa, rispettivamente, sicuramente più spiccata durante il fine settimana e nei periodi estivi e di festività invernali.

Nelle ipotesi di lavoro sono state effettuate alcune scelte (e semplificazioni) relativamente alle leve di tipo fiscale e di seguito indicate.

- Per quanto riguarda l'ESCo, non vengono analizzati gli aspetti di natura fiscale, ed essendo questi un soggetto necessariamente estraneo alla CER in virtù della natura del core business direttamente legato al settore dell'Energia, si suppone che non possa beneficiare delle leve fiscali a cui possono invece accedere i membri della CER e già indicate nel paragrafo 1.3.
- I membri della CER che partecipano all'investimento (tipicamente i membri di tipo prosumer), anche se attraverso un finanziamento da parte della stessa ESCo, usufruiranno delle detrazioni fiscali al 50% della quota sostenuta fino ad un massimo di 96.000 € in 10 rate annuali;

Per valutare l'ammontare dei risparmi di natura fiscale, si assumerà una aliquota IRPEF media pari al 25% per le utenze residenziali e una aliquota IRES + IRAP per le aziende pari rispettivamente al 24% e al 3,9% [3[4].

2) Le *variabili di scenario*

Sono da considerarsi rilevanti le seguenti tipologie tra le variabili di scenario.

- Variabili che riguardano l'adesione alla CER, e relativi ruoli, in aggiunta ai soggetti già indicati, ovvero:
 - ruolo della Pubblica Amministrazione anche in qualità di finanziatore pubblico, data la presenza rilevante del soggetto all'interno del territorio in esame;
 - ruolo di un eventuale soggetto privato che, per semplicità di analisi, si fa coincidere con il soggetto che ne esercita la gestione (ESCo);
 - livello di adesione da parte utenze consumer di tipo residenziale.
- Variabili che riguardano la struttura dei costi e, in particolare:
 - criteri di ripartizione dei costi tra vari i soggetti, che a sua volta possono determinare differenti strutture di costi. A tal riguardo, in questa sede verrà valutato l'impatto dell'ulteriore variabile di seguito descritta;
 - eventuali sconti rispetto ai prezzi di riferimento indicati in tabella 4.3 dovuti alle leve negoziali di un eventuale soggetto che opera come unica centrale di acquisto;
- Variabili che riguardano la ripartizione dei ricavi tra i vari soggetti che aderiscono alla CER;
- Inserimento o meno di un sistema di storage, circostanza che ha un impatto consistente sia sui costi che sulla resa della CER.

Le opzioni che riguardano le quote per la ripartizione dei ricavi da condivisione e vendita dell'energia sono ad assoluta discrezione della CER, vanno inserite nello statuto, e possono avere differenti declinazioni tra cui, a titolo esemplificativo:

- quota per ripagare il finanziamento iniziale per progettazione e impianto;
- quota annuale uguale per tutti, o più presumibilmente limitata ai soli prosumer;
- quota annuale proporzionale all'energia effettivamente autoconsumata e controllata tramite *smart meter*;

- quota annuale proporzionale all'ISEE del nucleo familiare, se lo scopo centrale della CER è legato al tema della povertà energetica, non considerato però nelle ipotesi di scenario che derivano dalle caratteristiche socioeconomico del territorio in oggetto;
- quota differenziata per la sola gestione contabile e manutenzione;
- quota cassa comune per progetti sociali o ambientali per il proprio territorio.

Nello statuto vanno inseriti anche i criteri di ripartizione dei costi che si differenziano tra soggetti prosumer e consumer e, in generale, seguono un criterio di proporzionalità rispetto ai consumi, teso anche ad incentivare comportamenti virtuosi.

Il bilanciamento di costi e ricavi è il tema centrale ai fini del successo della CER ed è pertanto una delle variabili a cui verrà posta maggiore attenzione. L'obiettivo è quello di trovare un punto di equilibrio che:

- renda attrattivo l'investimento da parte di una ESCo;
- consenta un beneficio economico significativo anche ai soli utenti consumer;
- restituisca ai prosumer, un beneficio economico maggiore rispetto ai soli consumer, incentivando così la messa a disposizione di aree dove realizzare l'impianto.

3) Il *kernel* della piattaforma

Il “cuore operativo” del modello è quello che consente di calcolare l'energia auto-consumata, quella ceduta alla rete e quella condivisa all'interno della CER. Questo calcolo viene sviluppato a partire dalle ipotesi sui profili di consumo, dal profilo orario di emissione degli impianti fotovoltaici e dall'effetto combinato, su base oraria, dei diversi profili di consumo indicati in figura 3.3 e dello *storage* che restituisce energia accumulata durante la prima metà della giornata, per restituirla alla rete nelle ore in cui non è indisponibile la luce solare.

Per esigenze di semplificazione sono state prese in considerazione solo marginalmente le leve di natura fiscale, fortemente dipendente dal soggetto che si fa carico dell'investimento. Per completezza si può citare a riguardo che [56]:

- i ricavi da incentivo non assumono rilevanza reddituale;
- il corrispettivo per la vendita dell'energia è, invece, fiscalmente rilevante, configurandosi come provento di una attività commerciale non abituale;

4.2 KPI misurati

I KPI misurati si distinguono in:

- KPI di tipo tecnico/prestazionale:
 - energia auto-consumata, ceduta alla rete e condivisa all'interno della CER;
 - copertura dei consumi complessivi;
 - copertura dei consumi per le 4 tipologie di soggetti coinvolti: prosumer residenziali, prosumer business (aziende di servizi), consumer residenziali, consumer rappresentati dalle SRB;

tali KPI sono evidentemente necessari per il calcolo del KPI di tipo economico, di seguito indicati;

- KPI di tipo economico:
 - periodo di rimborso per tutti i soggetti che contribuiscono all'investimento;
 - PBP e IIR relativo all'investimento da parte dell'ESCo; valutare in particolare se e in quali condizioni tale investimento possa diventare più attrattivo di quello che risulta attualmente come valore di riferimento e che si attesta su un rendimento del 2,25% [32];
 - risparmio medio annuo per le varie tipologie di utenze, sulla componente variabile dei costi di energia;

- KPI di tipo ambientale, ovvero CO2 evitata che va visto anche come valore spendibile per le aziende in un contesto che vede premiate le attività a basse emissioni;
- KPI per il gestore di rete in termini di contributo alla riduzione dei picchi di richiesta di energia che, a sua volta, si traduce in un risparmio sugli investimenti richiesti per supportare l'aumento di traffico in rete [19].

4.3 Fisionomia del soggetto ESCo

L'Esco rappresenta un soggetto centrale nello sviluppo delle CER, e per questo motivo, il tema merita una messa a fuoco specifica. In ruolo può essere svolto anche dalle stesse Utility (società che erogano servizi di trasporto/distribuzione dell'energia), circostanza che potrebbe essere quasi un vincolo nei casi, come quello in esame, in cui è necessario scalare su volumi significativi.

Il modello di business può essere più o meno focalizzato, con diversi profili, sui seguenti obiettivi [3]:

- supporto consulenziale e tecnologico per l'implementazione di CER;
- consulenza per acquisto/vendita energia elettrica;
- attività di pura gestione, remunerata attraverso la condivisione dei benefici;
- sviluppo di modelli energetici aggregativi di produzione e consumo;
- partnership con il gestore di rete per l'ottimizzazione del rapporto tra domanda e offerta, con l'obiettivo di ridurre i picchi di energia richiesta dalla rete elettrica;
- valorizzazione dell'autoconsumo, anche attraverso soluzioni di domotica avanzata e centralizzata;
- co-finanziamento e realizzazione di fotovoltaico su strutture del cliente;
- benefici sociali in forza del suo ruolo pivotale nella costituzione di una "community" territoriale.

Nel caso in esame, la *value proposition* dell'ESCo include anche l'ambito che riguarda l'accesso ai fondi di finanziamento pubblico e, in generale, il dialogo con la l'amministrazione comunale, considerando sia le dimensioni che il tessuto socioeconomico del territorio a cui è indirizzata.



Fig. 4.2. Modello di business dell'ESCo in accordo al ruolo previsto nella tipologia di CER in esame.

La figura 4.2 rappresenta il modello di business dell'ESCo di riferimento per il caso in esame, da cui emerge il ruolo di assoluta centralità in una iniziativa di tali dimensioni. Si noti come tra le attività dell'ESCo si è voluto inserire in modo esplicito la raccolta dati sul territorio di tipo urbanistico e socioeconomico, fondamentale per intercettare correttamente il mercato indirizzabile e le relative modalità di intervento.

La centralità dell'ESCo / Utility risulta in questo caso pervasiva sull'intera catena del valore della CER che viene ben rappresentata da Accenture nella figura di seguito richiamata.

Catena del valore		Descrizione
1	AGGREGAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> • Ricerca e aggregazione di potenziali utenti di diversa natura (cittadini, imprese,...) • Gestione iter burocratico/amministrativo (predisposizione dei contratti e dei documenti, richiesta accesso ad incentivazione e valorizzazione,...)
2	COSTITUZIONE	<ul style="list-style-type: none"> • Set-up e avvio della comunità con tutti i membri coinvolti
3	FINANZIAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> • Finanziamento dell'impianto per utilizzo da parte della comunità
4	INSTALLAZIONE IMPIANTI	<ul style="list-style-type: none"> • Vendita e installazione di impianti (inclusa la fase di progettazione)
5	GESTIONE	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione e ripartizione degli incentivi tra i membri della comunità • Gestione della manutenzione degli impianti

Fig. 4.3. Approccio utilizzato da Accenture nella analisi delle CER [26].

Anche nello studio di Accenture viene citato il ruolo delle ESCo, riportando esempi concreti di alcune società italiane presenti nel mercato dell'Energia come distributori, in qualità soggetto che, in aggiunta ai servizi *core* delle CER (es. finanziamento, installazione, gestione) provvede alla “*mappatura delle configurazioni AUC e CER in progetto e/o realizzate*”. Nel presente lavoro si è voluto dare un'ulteriore rilevanza a questo tema, come già ampiamente fatto notare, estendendo il ruolo non solo alla fase di censimento delle CER ma soprattutto favorendo la disponibilità dei dati “*ex-ante*” che possano accelerare l'incontro tra domanda e offerta. È chiaro che un servizio di questo tipo va pensato come il frutto di un ecosistema di partner di tipo pubblico/privato che si avvale di competenze verticali nel mondo GIS e a cui le ESCo potrebbero fornire un contributo rilevante. Si vuole infine accennare al fatto che tale servizio, decisamente rilevante in un'economia sempre più basata sulla valorizzazione dei dati, potrebbe rappresentare un ulteriore flusso di ricavo per l'ESCO, andando ad alimentare un catasto digitale a servizio di qualsiasi opera infrastrutturale sul territorio.

Si noti infine come sia stato evidenziato il ruolo dell'ESCO anche come interlocutore verso le Istituzioni, e ciò in virtù di uno scenario di transizione energetica che non sia solo *market-driven* ma anche *policy-driven* [3[4], come già accennato nel capitolo introduttivo.

4.4 Risultati

Il modello utilizzato presenta una indubbia complessità legata alla moltitudine di variabili di scenario. Per questo motivo si è ritenuto opportuno procedere per fasi disaccoppiando un'analisi puramente prestazionale da quella più orientata a ottimizzarne il modello di business.

4.4.1 Risultati preliminari su un'analisi di sensibilità

Nella prima fase si è voluto mantenere il focus sui parametri prestazionali più rilevanti per valutare l'impatto del mix dei profili di consumo sull'efficacia complessiva della CER nonché l'impatto legato alla presenza o meno di *storage*. Nella tipologia di CER in esame, infatti, si prevede un effetto sinergico proprio in virtù di tale mix (residenziale, business, industriale-TLC) e, considerata la dimensione dell'iniziativa che richiede necessariamente la presenza di un soggetto investitore (in aggiunta a tutte le altre funzioni già evidenziate nel BMC), valutare l'efficacia di un sistema di *storage* la cui adozione è stata inserita, come già detto, tra le variabili di scenario anche in virtù del relativo impatto sull'investimento richiesto, come emerge dai costi riportati in tabella 4.3.

È stata inoltre sviluppata un'analisi di sensibilità sui KPI prestazionali più rilevanti, la copertura dei consumi e l'energia condivisa, rispetto al livello di adesione da parte delle utenze puramente consumer di tipo residenziale, una tra le variabili di scenario del modello.

In figura 4.3 si è voluto richiamare, per chiarezza metodologica, il modello utilizzato dove sono evidenziati in rosso le tipologie di variabili di scenario e di KPI su cui ci si è focalizzati in questa prima fase di analisi.

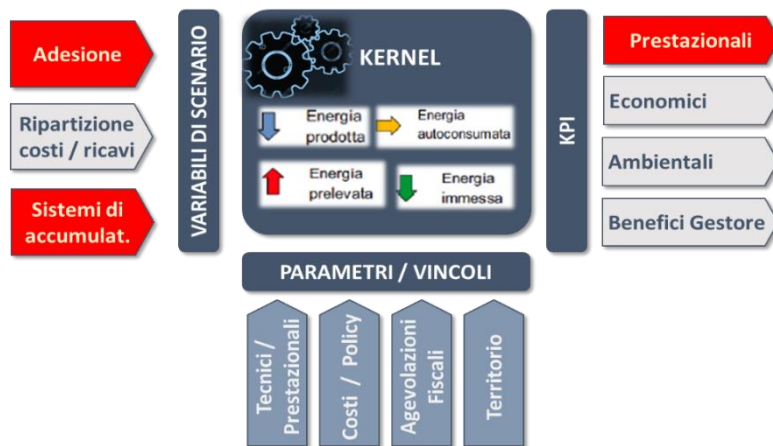


Fig. 4.3. Richiamo della piattaforma metodologica utilizzata: in rosso sono stati evidenziate le variabili di scenario e la tipologia KPI su cui ci si è focalizzati nella fase preliminare.

La figura 4.4 mira ad evidenziare il ruolo benefico del mix di profili di consumo, caratteristica della CER in esame dove confluiscano soggetti diversificati che presentano picchi di carico in momenti diversi della giornata (mix di tre tipologie di utenze), nonché il ruolo dello *storage*.

La figura mostra l'andamento del KPI prestazionale più rilevante per una CER che è la copertura dei consumi, andamento che rileva come, in assenza di *storage* e, ovviamente, a parità di consumi complessivi, ci sia un guadagno considerevole (dal 37% al 52%) nella quota di copertura energetica assicurata dagli impianti della CER e dovuta all'effetto positivo del mix di profili di consumo residenziale e di business. Questo dato è sostanzialmente coerente con quanto emerge in letteratura e si cita, a titolo esemplificativo quanto sostiene il GSE riguardo al fatto che, in media, un impianto fotovoltaico senza un sistema di *storage* permette un autoconsumo che arriva al 35% dell'energia prodotta, ma mischiando utenze di tipo diverso si arriva a superare il 50% [1].

L'impatto degli accumulatori (lo *storage*) appare poi particolarmente rilevante, portando a saturare quasi completamente le esigenze di consumi della CER. In questo caso, tuttavia, aumentando la copertura oraria degli impianti fotovoltaici, viene a ridursi il differenziale tra profili uniformi (ad esempio solo di tipo residenziale) e profili differenziali. Il tema dello *storage* risulta infatti centrale proprio perché le ore di massima produzione di energia rinnovabile fotovoltaica, ossia quelle centrali del

giorno, non coincidono con gli orari di massimo assorbimento dei carichi previsti [19].

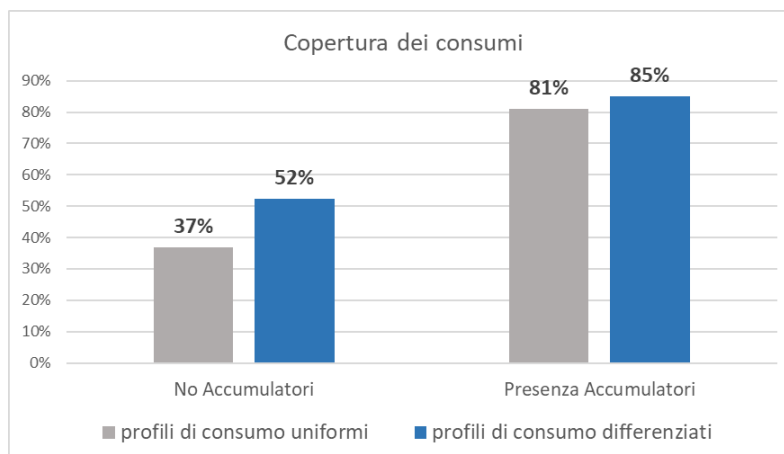


Fig. 4.4. *Impatto sulla copertura dei consumi della presenza degli accumulatori e dei profili di consumo. Ipotesi un'utenza residenziale puramente consumer pari all'utenza residenziale di tipo prosumer.*

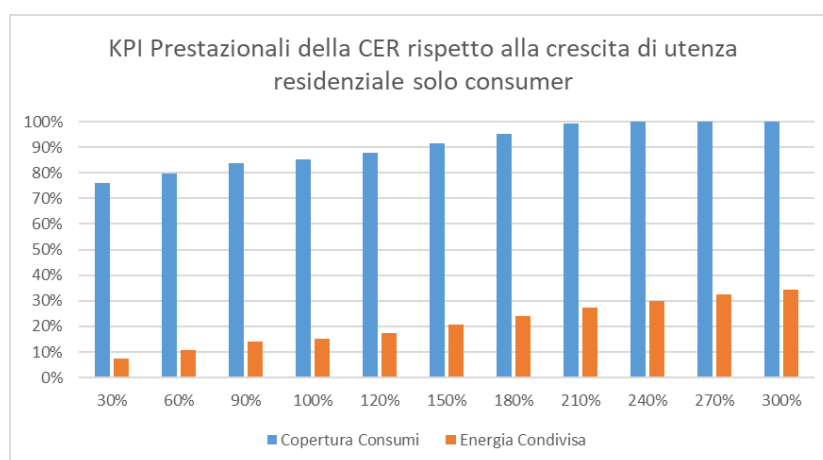


Fig. 4.5. *Impatto sulla copertura dei consumi e sull'energia condivisa da parte del carico introdotto dagli utenti puramente consumer.*

In figura 4.5 viene riportato l'andamento dei due KPI prestazionali più rilevanti nella CER all'aumentare dell'utenza esclusivamente consumer. Si vede come al crescere di tale utenza aumenti l'energia condivisa arrivando a superare il 30% e migliorando complessivamente la copertura del fabbisogno fino ad assicurarne il 100%.

La presenza dell'accumulatore consente evidentemente di assorbire molta più utenza di quella di tipo prosumer e di servire virtualmente tutta la popolazione residente sul territorio, che corrisponde ad avere un numero di unità residenziali consumer pari a 3 volte (il 300%) il numero di quelle di tipo residenziale prosumer collegabili ad un impianto su tetto e pari a circa 700, come risulta dall'analisi del territorio sviluppata nel capitolo 3 e riassunta nei dati essenziali in tabella 4.1.

In figura 4.6 vengono riportati i valori delle quote di energia autoconsumata e condivisa, con e senza accumulatori, e ipotizzano un valore di utenza residenziale consumer pari a una volta e mezza (150%) rispetto a quella residenziale prosumer, valore che da ora in poi verrà assunto come riferimento dato che consente una percentuale di condivisione accettabile e pari al (20%).

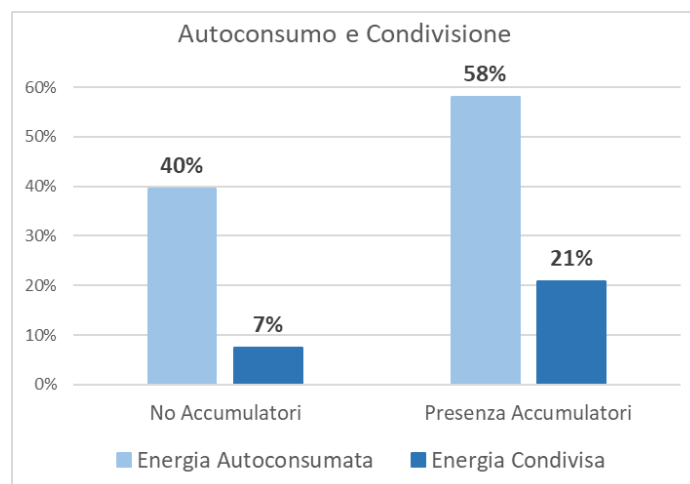


Fig. 4.6. *Impatto degli accumulatori sull'energia autoconsumata e condivisa.*

L'energia condivisa assume un ruolo decisamente minoritario ma incentivino la creazione di comunità, circostanza che è distintiva della normativa italiana.

Si veda come la presenza degli accumulatori consenta di triplicare l'energia condivisa e quindi di rendere più attrattiva l'adesione alla CER da parte di utenza puramente consumer, oltre ad incrementare di quasi il 50% la quota di energia autoconsumata, con evidenti benefici sul risparmio in bolletta.

Il rovescio della medaglia è chiaramente rappresentato dal costo considerevole degli accumulatori e pertanto andranno analizzate di seguito le condizioni per cui possano essere garantiti i benefici per tutti gli attori coinvolti.

4.4.2 Ripartizione dei costi e dei ricavi: linee guida

In questa fase dell'analisi ci si propone di identificare quei criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi della CER in modo rendere attrattivo l'investimento e incentivare l'adesione alla CER sia da parte dei prosumer che dei consumer.

Nello schema funzionale del modello, riportato di nuovo in figura 4.7, viene qui evidenziato in rosso il dominio di questa fase centrale dell'analisi, tesa ora a identificare le linee guida atte a far emergere i punti di equilibrio economico del modello di business per questa tipologia di CER.

Per quanto riguarda la ripartizione dei costi, considerando sia le dimensioni e, conseguentemente i benefici attesi, si può assumere che una quota rilevante dell'investimento possa essere coperta da fondi pubblici, attraverso un'eventuale adesione alla CER da parte del Comune stesso di Roma e, in particolare, da parte del Municipio di pertinenza (il Municipio IX).

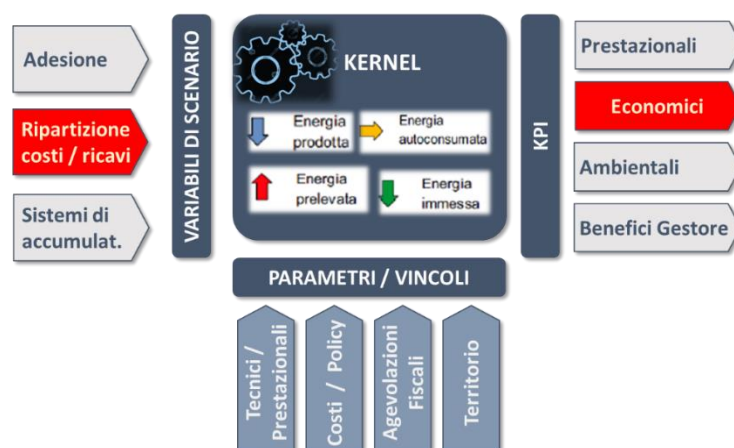


Fig. 4.7. Richiamo della piattaforma metodologica utilizzata: in rosso sono state evidenziate le variabili di scenario e la tipologia di KPI su cui ci si è focalizzati in questa seconda fase.

La Pubblica Amministrazione, inoltre, risulta presente in modo rilevante sul territorio, come già fatto notare: + 80% rispetto alla media degli altri quartieri della Capitale (vedi i risultati riportati in tabella 2.2 a fronte dell'analisi sugli open-data dell'ISTAT) ed è quindi anche direttamente beneficiata dall'iniziativa.

Si riportano qui di seguito le linee guida generali che si è deciso di seguire, motivandole, insieme ad alcuni punti fermi che sono il risultato di analisi preliminari confinate ad alcune variabili di scenario e di confronto con la letteratura di settore.

- Investimento sostenuto al 50% da fondi della Pubblica Amministrazione.
- Il restante 50% viene finanziato in prevalenza da una ESCo con l'eventuale partecipazione dei soci prosumer, sia di tipo residenziale che business. Gli effetti delle scelte relative all'entità tale partecipazione saranno oggetto di analisi.
- La ESCo opera in ogni caso come centrale unica di acquisto, eventualmente in partnership con la Pubblica Amministrazione, in modo da favorire auspicabili economie di scala; a tal proposito si è assunto di poter ottenere uno sconto del 20% sui prezzi indicati in tabella 4.3, come ragionevole obiettivo per una CER di grandi dimensioni.
- I ricavi di gestione per la ESCo seguono sostanzialmente un modello che dipende prevalentemente dalla potenza dell'impianto, come indicato già nel paragrafo 3.3 e suggerito in [31] ma, considerando che, a parità di impianto, ci può essere anche una componente significativa di utenza puramente consumer che comunque genera oneri gestionali, si è deciso di inserire un flusso di ricavi da gestione proporzionale all'utenza consumer.
- Le spese di gestione vengono sostenute con peso differente tra soci prosumer e consumer, con un criterio che:
 - assegni gli oneri in modo proporzionale rispetto ai consumi;
 - consenta di incentivare l'adesione da parte di soggetti puramente consumer, i quali contribuiscono ad aumentare i ricavi da energia condivisa e quindi i benefici per tutta la comunità.

- Si è tenuto conto dei flussi di ricavi dell'ESCO dovuti alla sua funzione di gestore della CER, ipotizzando una marginalità sui ricavi da tale attività pari al 30% (valorizzata in base ai prezzi riportati in tabella 4.3), e anche questo parametro possiamo assumerlo tipico e quindi “ragionevole” per una società che eroghi servizi professionali e servizi di manutenzione.
- Nell'ipotesi che l'onere del finanziamento sia per metà a carico dell'Esco, e che quindi anche i prosumer siano sollevati da oneri finanziari, si ipotizza che la quota parte dei ricavi della CER assegnabile agli utenti prosumer (sempre secondo un criterio di proporzionalità rispetto ai consumi) e dovuta a: incentivi sulla condivisione dell'energia, ritorsioni della componente tariffaria e vendita dell'energia, venga, in prima analisi, interamente trattenuta dall'ESCO. La quota parte dei medesimi ricavi attribuibile agli utenti consumer, i quali non percepiscono ovviamente i benefici in termini di risparmi in bolletta, vengono invece interamente corrisposti.

Si vedrà poi come tale decisione, per altro contemplata anche in letteratura (si veda in proposito il terzo caso citato nel dossier dell'RSE [31] dove l'ESCO opera come soggetto finanziatore), possa risultare necessaria ad assicurare un PBP tra i 7 e gli 11 anni e un IIR non inferiore all'8%, così come atteso per questo tipo di investimenti (si vedano a riguardo gli esempi riportati nel sito della GSE sull'autoconsumo collettivo).

Nella tabella 4.5 sono stati riportati i valori di riferimento per l'analisi economica che seguirà nel prossimo paragrafo, in coerenza con quanto emerso in questa fase preliminare.

Si noti come la valorizzazione dell'energia autoconsumata e condivisa sia sensibilmente maggiore rispetto a quella di pura vendita; un semplice calcolo porta infatti ai seguenti risultati, considerando il prezzo di mercato per MWh pari a 300 € e quello di ritiro dedicato pari a 123 € (rimando alla figura 3.4) nel primo anno:

- ricavi per incentivi e ritorsioni

$$= (114€ + 4€ + 8,48 €) * \text{energia totale erogata} * \% \text{ condivisa}$$

$$= 126,48 \text{ €} * 14.820 * 21\% = 393.631 \text{ €}$$

- risparmi per autoconsumo

$$= 300 \text{ €} * \text{energia totale erogata} * \% \text{ autoconsumo}$$

$$= 300 \text{ €} * 14.820 * 58\% = 2.578.680 \text{ €}$$

- ricavi per vendita di energia fornita alla rete

$$= 123 \text{ €} * (\text{energia totale erogata} - \text{energia autoconsumata})$$

$$= 123 \text{ €} * 14.820 * (1-58\%) = 765.601 \text{ €}$$

Il rapporto tra la somma dei risparmi da autoconsumo e dei ricavi da condivisione e quelli da vendita dell'energia è pari quasi a quattro volte, risultato che conferma quanto la convenienza del modello CER sia legata ad una condivisione più elevata possibile dell'energia prodotta.

Potenza dell'insieme di impianti fotovoltaici (kWp)	11.400
Energia Prodotta nel 1° anno (MWh)	14.820
Costo complessivo della totalità degli impianti	9.576.000 €
Costo del sistema di accumulo energia	11.856.000 €
N. utenze residenziali di tipo prosumer	725
N. utenze business (terziario) di tipo prosumer	349
N. utenze residenziali di tipo consumer (+ 150%)	1.088
N. utenze di SRB consumer	20
Consumo annuo utenze residenziali prosumer (MWh)	1.978
Consumo annuo utenze business prosumer (MWh)	8.319
Consumo annuo utenze residenziali prosumer (MWh)	2.966
Consumo annuo utenze residenziali prosumer (MWh)	700
Consumi annui totali (MWh)	13.263
Energia Autoconsumata in assenza di accumulatore	40%
Energia Autoconsumata in presenza di accumulatore	58%
Energia Condivisa in assenza di accumulatore	7%
Energia Condivisa in presenza di accumulatore	21%

Tab. 4.5. Sintesi dei parametri tecnici essenziali della CER.

4.4.3 Identificazione di una zona di equilibrio e di sostenibilità dell'iniziativa

L'obiettivo ora è quello di identificare quei criteri di ripartizione costi / ricavi in modo che siano verificati gli obiettivi indicati in tabella 4.6, obiettivi che esprimono quelle condizioni considerate attrattive e profittevoli per la CER, sulla base della letteratura di settore esaminata.

ESCo	✓ PBP non superiore ai 10 anni ✓ IRR non inferiore al 8%
Prosumer	✓ Riduzione dei costi energetici non inferiori al 40%
Consumer	✓ Riduzione dei costi energetici non inferiori al 30%

Tab. 4.6. Sintesi degli obiettivi economici della CER.

Il KPI “riduzione dei costi energetici” viene espresso come ricavo complessivo, tra risparmi in bolletta (per i soli prosumer) incentivi e vendita dell'energia, rapportato al valore della componente variabile dell'energia ai prezzi di mercato.

Nell'ipotesi in cui si decida di non introdurre accumulatori l'investimento privato pari al 50% di 9.576.000 € può essere sostenuto interamente dall'ESCo con un ritorno dell'investimento di 5 anni e un IIR pari al 22%.

Assunzioni	Assenza di Accumulatori			
	Investimento Privato (50%) sostenuto interamente dall'ESCo			
	Riduzione del 90% dei costi di gestione per i consumer			
	Ricavi da incentivo e vendita trattenuti al 100% dall'ESCo			
Risultati	ESCo		Prosumer	Consumer
	PBP	IIR	Riduzione costi variabili	
	5	18%	34%	14%

Fig. 4.8. KPI finanziari ed economici nel caso di assenza di accumulatore.

La mancanza di un accumulatore, tuttavia, limita lo sfruttamento del fotovoltaico portando a riduzioni della componente variabile dell'energia pari al 36% per le utenze prosumer e al solo 16% per quelle consumer.

Anche cercando di corrispondere parte dei ricavi ai prosumer, rimarrebbe tuttavia insufficiente la quota di energia condivisa e quindi l'attrattiva per gli utenti consumer. In figura 4,8 viene fornito un cruscotto riassuntivo del caso esaminato, dove in rosso sono stati segnalati i KPI non accettabili.

Inserendo invece gli accumulatori, la spesa aumenta e quindi è ipotizzabile che una parte dell'investimento possa essere sostenuto anche dai prosumer. A valle di una prima analisi di sensibilità del modello, inoltre, emerge come linea guida opportuna quella di trattenere, da parte dell'ESCo, i ricavi dovuti ad incentivo e ristoro e di pertinenza degli utenti prosumer, anche nello scenario in cui gli stessi contribuiscano all'investimento.

Inserendo invece gli accumulatori, la spesa aumenta e quindi è ipotizzabile che una parte dell'investimento possa essere sostenuto anche dai prosumer. A valle di una prima analisi di sensibilità del modello, inoltre, emerge come linea guida opportuna quella di trattenere, da parte dell'ESCo, i ricavi dovuti ad incentivo e ristoro e di pertinenza degli utenti prosumer, anche nello scenario in cui gli stessi contribuiscano all'investimento. I ricavi dei prosumer saranno pertanto costituiti, in aggiunta ai benefici fiscali attesi in qualità di soggetti titolari dell'investimento, dai soli risparmi in bolletta, che risultano comunque consistenti in base a quanto già indicato in figura 4.6 relativamente all'energia auto-consumata in presenza di accumulatori.

Nel grafico mostrato in figura 4.9 si nota come per una quota del finanziamento superiore al 30% i tempi di ritorno dell'investimento raggiungano i 10 anni e il rendimento risulti inferiore alla soglia ipotizzata dell'8%.

Per questo motivo si assumerà una quota dell'investimento pari al 30% da parte dell'ESCo e il restante 20% ⁽¹¹⁾ distribuito tra i prosumer in modo proporzionale ai consumi attesi.

⁽¹¹⁾ Si ricorda che, nelle variabili di scenario, si è ipotizzato un contributo di finanza pubblica pari al 50%.

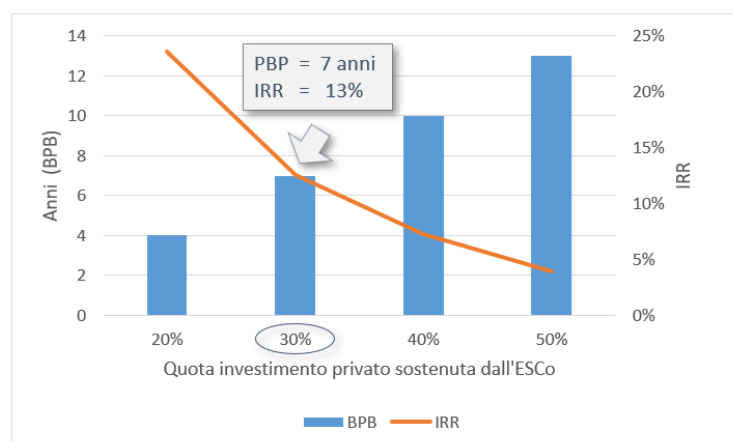


Fig. 4.9. KPI nell'ipotesi che l'investimento che include l'accumulatore e l'Esco contribuisca ad una parte dell'investimento privato.

Tali condizioni consentono comunque ai prosumer un ritorno dell'investimento tra i 2 e i 3 anni e un ricavo complessivo, tra risparmi in bolletta, incentivi e vendita dell'energia che, espresso come riduzione della componente variabile dell'energia, non risulti inferiore al 40%.

Rimane ora da individuare una zona di attrattività anche per gli utenti di tipo consumer, sia residenziali che business (le SRB), al fine di incentivarne l'adesione.

L'obiettivo che si è ritenuto di dover raggiungere a tal riguardo e che, si ricorda, è quello di ottenere per gli utenti consumer una riduzione della componente variabile dell'energia, non inferiore al 30%, può essere raggiunto in quasi tutti gli scenari attraverso le seguenti misure di seguito indicate.

1. Cessione, da parte dell'ESCo, di una quota aggiuntiva dei ricavi da incentivo, ristoro e vendita dell'energia espressa come % in più rispetto a quanto spettante in base ai consumi attesi per l'utenza consumer. Tale % aggiuntiva verrà da ora indicata come *"boost ricavi"*.
2. Spostare le spese di gestione verso gli utenti prosumer secondo una quota espressa come % in più rispetto a quanto spettante in base ai consumi attesi per l'utenza prosumer, diminuendo quindi i costi di gestione per i consumer. Tale % verrà da ora indicata come *"boost gestione"*.

Si vedrà che le condizioni di equilibrio complessivo indicate in tabella 4.6 sono verificabili solo in determinate condizioni di utilizzo della CER. All'aumento dell'utenza residenziale consumer (ricordiamo trattasi di una delle variabili di scenario) espressa come % dell'utenza residenziale prosumer, infatti, tende ad aumentare l'energia condivisa e quindi a favorire la redditività complessiva della CER, sebbene i vantaggi per singolo utente vengano necessariamente ad essere diluiti.

In figura 4.10-a viene presentato, a titolo esemplificativo, l'andamento dei flussi di cassa riferiti all'ESCO, con variabili di scenario settate ai valori indicati nel riquadro del grafico, mentre in figura 4.10-b viene rappresentato l'andamento dei flussi di cassa di un utente prosumer di tipo residenziale nelle stesse condizioni.

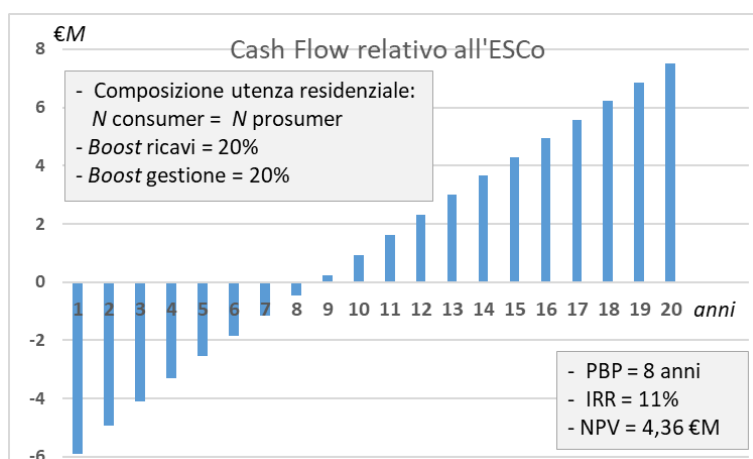


Fig. 4.10-a *Flussi di cassa per l'ESCO. Valore ipotizzato per il WACC = 3%. Esempio.*

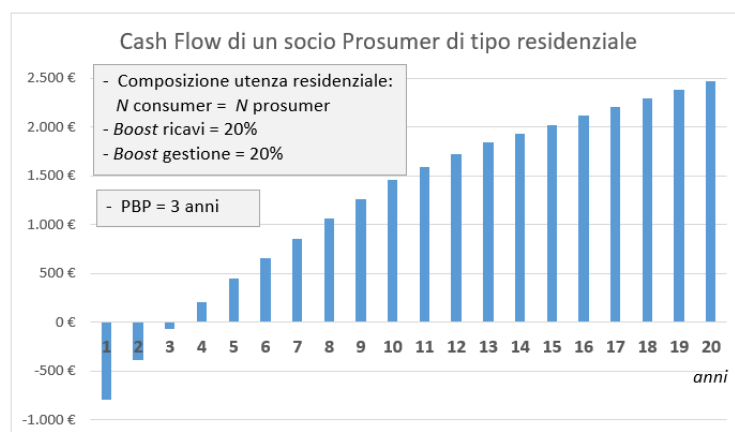


Fig. 4.10-b *Flussi di cassa per un socio prosumer residenziale. Esempio.*

I risultati complessivi dell'analisi sono stati sintetizzati nelle figure 4.11-a e 4.11-b.

La figura 4.11-a rappresenta in un quadro sinottico i range delle variabili di scenario legati alla ripartizione dei costi e dei ricavi (*boost* ricavi e *boost* gestione) unitamente al volume dell'utenza residenziale di tipo consumer, espressa sempre come rapporto rispetto a quella residenziale prosumer, che consente di centrare i KPI indicati in tabella 4.6.

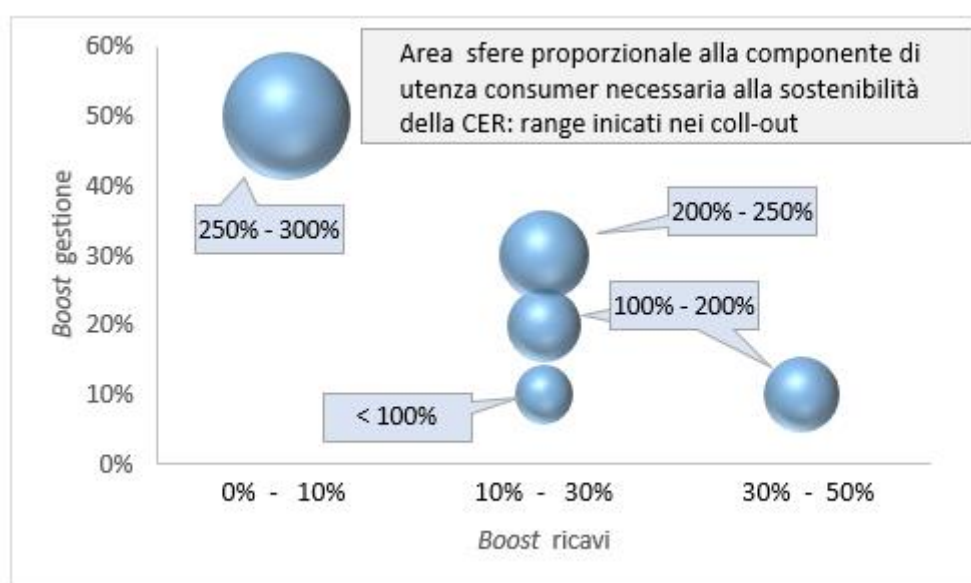


Fig. 4.11-a. Variabili di scenario: utenza consumer; "boost ricavi" e "boost gestione". Range che consentono di ottenere gli obiettivi indicati in tabella 4.6.

L'indicazione relativa alla % di utenza consumer necessaria e rappresentato in figura dall'ampiezza delle sfere, è da intendersi come soglia minima di riferimento, ovvero come il valore minimo (espresso sempre come range) necessario per soddisfare gli obiettivi della CER in funzione delle due variabili di scenario relative ai criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi.

Si noti in generale come emerga una compensazione tra le tre variabili di scenario: ripartizione costi (*boost* gestione), ripartizione ricavi (*boost* ricavi) e volumi di utenza ingaggiata (% utenza consumer).

In figura 4.11-b vengono riportati i valori di risparmio sui costi dell'energia per gli utenti consumer e derivati dai proventi da incentivi e vendita. È evidente in questo risultato il ruolo che gioca l'energia condivisa, valore che aumenta all'aumentare degli utenti associati alla CER, sulla profittabilità dell'utenza consumer.

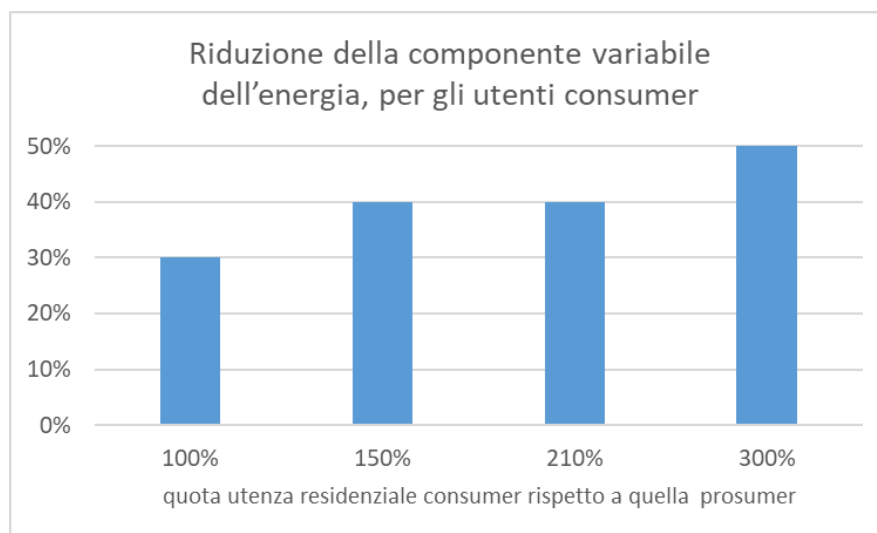


Fig. 4.11-b. *Profittabilità dell'utenza residenziale consumer.*

Si noti come un risparmio tra il 30% e il 50% dei costi energetici per i siti radiomobili, le SRB, potrebbe portare ad un risparmio tra il 16% e il 27% dell'intero consumo delle infrastrutture di telecomunicazioni, in accordo a quanto emerge come impatto delle SRB sul totale dei consumi di settore e riportato nel capitolo 2. Un risparmio che sicuramente renderebbe attrattiva l'adesione alle CER da parte dei gestori di telecomunicazioni, contribuendo altresì a diversificare il mix dei profili di consumo e a migliorare di conseguenza la resa complessiva della CER stessa.

Si vuole qui rimarcare inoltre come l'efficientamento energetico risulti un tema sempre più rilevante nel settore delle Telecomunicazione, sia in virtù della generale spinta verso la sostenibilità ambientale, ma anche per la progressiva perdita di redditività del settore negli ultimi anni come risulta dall'ultimo rapporto AGCOM [55], circostanza che tende sempre di più a spostare l'attenzione sul contenimento dei costi.

4.4.4 I benefici per Gestore di rete e per l'Ambiente

L'estensione delle CER ai centri urbani rende questo strumento sempre più attrattivo per il gestore di rete che, oltre a ridimensionare gli investimenti come effetto dell'autoconsumo e della prossimità tra produttori e consumatori di energia, ne beneficia anche in virtù dell'assorbimento dei picchi di carico (nel caso in cui le CER siano dotate di opportuno *storage*, come già fatto notare) che sono i driver prevalenti per il dimensionare le reti stesse e quindi i driver da cui dipendono gli investimenti. In altre parole, a parità di carico medio, la richiesta di capacità e quindi di investimenti sulla rete elettrica aumenta all'aumentare della variabilità temporale del carico stesso [19].

La determinazione del contributo specifico della CER esaminata nel contrasto alla variabilità richiederebbe un'analisi tecnica estranea al taglio e all'obiettivo del presente lavoro. È più significativo invece far notare come nello stesso studio di ARETI citato, la previsione dei carichi al 2032 per la città di Roma mostrata in figura, direttamente legata agli investimenti richiesti sulla rete, faccia espresso affidamento sulla riduzione dei picchi (area verde) con varie strategie di intervento, tra cui le CER urbane.

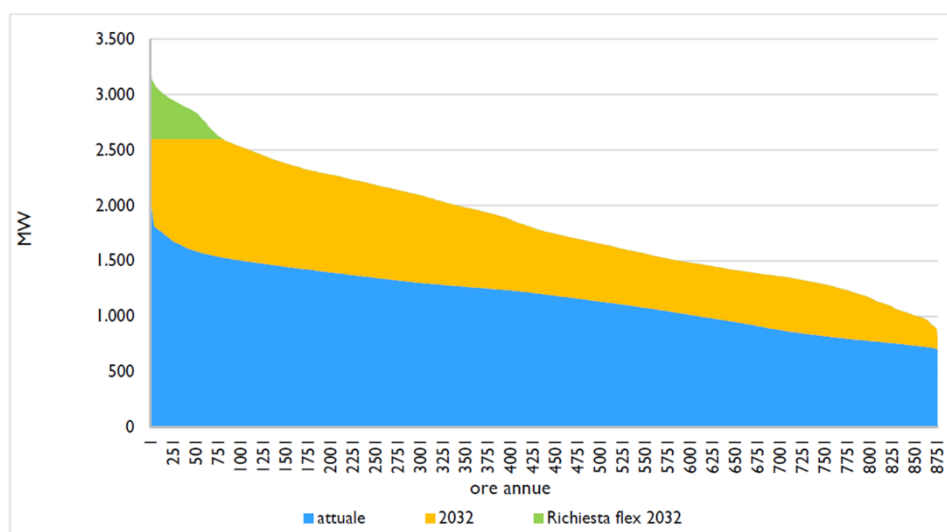


Fig. 4.12. Previsioni di carico di ARETI per la città di Roma ([19], fig.28).

Per quanto riguarda infine i benefici ambientali e utilizzando i parametri già introdotti nel paragrafo 1.4, la CER in esame, essendo in grado di produrre quasi 15.000 MWh/anno⁽¹²⁾, consentirebbe di risparmiare all'atmosfera l'effetto di circa 6.000 tonnellate di CO₂ l'anno, equivalente a ciò che viene generato da più di 2 milioni di litri di gasolio e che richiederebbe, per assorbirlo, un "polmone verde" che impegnerebbe tra 180.000 e i 600.000 alberi. Numeri impressionanti, considerando che stiamo parlando solo di un quartiere di Roma!

4.4.5 Temi prospettici: il ruolo della domotica e dell'intelligenza artificiale

Si è già accennato al ruolo della domotica nel bilanciamento dei consumi. In questo caso si tratterebbe di un Energy Box centralizzata, in cloud, e gestita dall'ESCO. Tale piattaforma comunica con i sensori installati nelle abitazioni e nelle aziende associate alla CER e, in base ai consumi complessivi e alle previsioni, ottimizza accensione e spegnimento dei dispositivi più energivori.

Considerando la diversa natura dei consumi residenziali e di business, la possibilità di gestire accensione e spegnimento dei dispositivi sarebbe limitata alle sole utenze residenziali, estendendo a quelle business il solo rilevamento. In ogni caso, considerando realisticamente che anche per le utenze domestiche la "modalità automatica" di gestione degli elettrodomestici sarebbe necessariamente affiancata dalla "modalità manuale", e ciò in virtù delle necessità specifiche degli utenti, la possibilità di dare evidenza dell'impatto delle abitudini di consumo sulla spesa energetica, favorirebbe certamente i comportamenti virtuosi da parte dei consumatori.

L'obiettivo è chiaramente quello di allineare il più possibile l'andamento dei consumi con quello combinato di impianto fotovoltaico e accumulatori in modo da massimizzare l'energia auto-consumata e quella condivisa.

⁽¹²⁾ Per l'esattezza 14.820 MWh, in base a quanto riportato in tabella 4.2.

Nel nostro caso, se andiamo a guardare le prestazioni attese della CER, la quale arriva a coprire il 100% dei consumi con un'utenza superiore ad una determinata soglia (si veda il grafico riportato in figura 4.5) sembrerebbe poco rilevante l'uso della domotica. In realtà l'ottimizzazione dei profili di carico consentirebbe di ridurre gli investimenti sull'impianto e sui sistemi di *storage*, *opportunità* che andrebbe valutata nel caso specifico.

Il progetto Platone [19], a cui si è già accennato nella fase istruttoria del presente lavoro, è forse quello più focalizzato sull'obiettivo di mitigare le fluttuazioni dei consumi attraverso l'utilizzo dei sistemi di sistemi avanzati di domotica.

La necessità di gestire grandi quantità di dati e di effettuare delle previsioni sulla base di dati storici rende questo settore un campo di applicazione tipico dell'Intelligenza Artificiale. L'obiettivo, infatti, non è solo quello di migliorare l'utilizzo dell'energia rinnovabile fornita dalla CER, ma anche di ottimizzare in generale l'andamento dei carichi in rete in base all'energia disponibile, e questo potenziando intelligenza e automazione nelle stime previsionali e utilizzando opportunamente le *smart grid*, le "autostrade di informazioni" a supporto delle reti elettriche, come strumento per un dialogo sempre più *real time* con la rete [58]. Sempre del Piano Areti del 2023, si accenna ad una serie di iniziative che riguardano la città di Roma, e in parte finanziate dal PNRR, che hanno come obiettivo quello di rendere sempre più *smart* l'interazione tra rete, produttori e consumatori in modo da gestire in modo ottimale il bilanciamento tra domanda e offerta di energia, i servizi cosiddetti di *Demand Response*, indispensabili ad una transizione ecologica sostenibile.

La presenza di hub di raccolta dati e dialogo verso la rete da parte delle CER, e garantita da soggetti come le ESCo, favoriscono sicuramente la realizzazione di tale obiettivo. Non a caso, infatti, i gestori di reti elettriche sono stati inseriti al primo posto tra i partner delle ESCo nel BMC rappresentato in figura 4.2.

Capitolo 5. Conclusioni

Il presente lavoro di tesi si è posto l'obiettivo di identificare delle linee guida per la messa a punto di un modello di business da applicare ad una tipologia di Comunità Energetiche Rinnovabili in grado di scalare su volumi elevati.

Dopo una fase istruttoria tesa a identificare il profilo di questo mercato nascente, il lavoro ha utilizzato un approccio "bottom-up" focalizzato su un territorio specifico dove potesse svilupparsi una CER di grandi dimensioni e quindi atta a servire una porzione rilevante dei consumi nel quartiere di una grande città. Le CER di tipo urbano non sono certo una novità, ma le dimensioni e le caratteristiche del territorio selezionato rendono il caso non presente tra quelli analizzati e realizzati.

Per linee guida si intendono qui l'insieme dei criteri di ripartizione di costi e ricavi tra i soggetti coinvolti atti a identificare un punto di equilibrio tra tutti i soggetti coinvolti, in accordo ad esigenze e modelli di business con cui è possibile caratterizzarli.

L'analisi è stata rivolta anche ad evidenziare un gap relativo alla disponibilità di informazioni rilevanti ai fini di una efficace identificazione di bisogni e strutture disponibili, proponendo un metodo semplificato per accedere ad alcuni dati aggregati e disponibili su piattaforme di open data.

È stato quindi identificato un modello che consente di tradurre l'effetto della scelta relativa alle variabili di scenario, come la composizione dell'utenza, il profilo dei consumi, l'adozione o meno di sistemi di *storage* e i criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi, in KPI di tipo sia prestazionale che economico/finanziario.

5.1 Il Business case "EUR": risultati e valori in gioco

L'applicazione del modello ad uno specifico territorio della città di Roma, che è la parte del quartiere EUR sottesa alla medesima cabina primaria, porta ai seguenti risultati:

- necessità di finanza pubblica per una quota dell'ordine del 50% dell'investimento che risulta considerevole (nell'ordine dei 20 milioni di euro se presente anche un sistema di *storage* dell'energia); nel caso in esame poi, con una presenza di pubblica amministrazione rilevante e superiore dell'80% rispetto al dato medio relativo alla capitale, la scelta è anche giustificata dal fatto che il soggetto finanziatore diventa anche beneficiario dell'iniziativa;
- necessità di introdurre una ESCo che, in aggiunta agli oneri amministrativi e gestionali, possa farsi carico di parte dell'investimento (il 30% nel caso di presenza di *storage*) e che, insieme alla PA possa agire anche come centrale unica di acquisto al fine di beneficiare di sconti a volume e mitigare così i consistenti oneri finanziari;
- attribuzione della restante parte dell'investimento agli utenti prosumer, in modo proporzionale ai consumi, investimento che ritorna comunque in 2-3 anni;
- ritorno d'investimento dell'Esco in tempi non superiori ai 10 anni, consentito solo se l'Esco trattiene il 100% dei ricavi da vendita, incentivo e ristoro dell'energia sulla componente destinata agli utenti prosumer i quali vengono comunque remunerati dai risparmi in bolletta; la quota destinata agli utenti consumer viene invece corrisposta interamente;
- ulteriori interventi correttivi in termini di riduzione degli oneri gestionali e incremento dei ricavi (da vendita, condivisione e ristoro dell'energia) a favore dei soci puramente consumer.

È stata poi valutata, attraverso simulazioni specifiche, l'entità di tali ulteriori interventi correttivi in modo che venissero garantiti i seguenti obiettivi:

- per l'ESCo un PBP < 10 anni e un valore di IRR non inferiore all'8%;
- per gli utenti prosumer una riduzione dei costi di energia > 40%;
- per gli utenti consumer una riduzione dei costi di energia > 30%.

L'iniziativa porterebbe anche un beneficio al gestore di rete in quanto consente una copertura quasi completa dell'intero fabbisogno energetico del territorio.

Il modello sviluppato consente tuttavia di trovare altri punti di equilibrio, specialmente nel caso in cui il contributo di finanza pubblica venisse ad essere ridimensionato.

La presenza mandatoria di un player che opera nel mercato energetico come una ESCo o direttamente una Utility e la necessità di un coinvestimento da parte di tutti i soggetti attivi (ESCo, prosumer residenziali e prosumer business) richiama la necessità di un modello di business più avanzato rispetto a quelli tradizionali (condominiale/collettivo/municipale) e rende il caso esaminato congeniale ad essere indirizzato attraverso un modello innovativo cosiddetto “a piattaforma”, quello che, sempre secondo la tassonomia Accenture [26], risulta il più avanzato e il più adatto a scalare.

L’entità delle risorse necessarie per un caso di queste dimensioni pone in primo piano il tema finanziario, ma anche quello della governance e delle leve di tipo normativo atte ad incentivare lo sviluppo dei modelli di comunità energetica su scala più vasta. Tra tali leve, si segnala quella che si basa su una maggiore valorizzazione dell’energia venduta, come avviene in altri paesi europei, attraverso la determinazione di un punto di equilibrio rispetto all’incentivazione dell’energia condivisa, componente che risulta tuttavia di tipo minoritario.

5.2 Limitazioni

Lo sviluppo delle CER è in continua evoluzione anche dal punto di vista normativo, e va pertanto messo in conto che le condizioni ipotizzate possano cambiare e quindi alterare lo scenario di riferimento. Si segnala anche un altro limite che è quello di alcuni dati relativi al tessuto urbanistico e socioeconomico utilizzati e non aggiornati, ma che sono stati gli unici accessibili sugli open-data dell’ISTAT. Tali limitazioni dovrebbero essere ovviamente rimosse in una fase realmente progettuale, rimanendo tuttavia valida la metodologia presentata e le conclusioni sul modello di business più adeguato.

Ma oltre alle inevitabili limitazioni del presente studio, preme qui richiamare alcune criticità che sono legate ai vincoli normativi del nostro paese.

Una di esse consiste nella limitazione dei contributi pubblici a fondo perduto alle sole iniziative su comuni con meno di 5.000 abitanti, sicuramente le meno attrattive dal punto di vista degli investitori, oltre ad essere quelle a minor impatto sugli obiettivi generali di transizione energetica.

Il divieto poi di aderire alle CER da parte di soggetti attivi nel mercato dell'Energia, come un ESCo o una Utility, limita ulteriormente i vantaggi, in primis di natura fiscale, che potrebbero derivarne.

Un ultimo tema rilevato è quello della bassa valorizzazione dell'energia venduta che, se da un lato stimola i processi di condivisione alla base delle Comunità Energetiche, dall'altra va a rallentare i ritorni sull'investimento in energia rinnovabile e, di conseguenza, va a ridimensionare l'attrattività generale di questo importante mercato.

Bibliografia

- [1] GSE. Guida all'autoconsumo fotovoltaico. Gruppo di Autoconsumatori e Comunità Energetica Rinnovabile. <https://www.gse.it/>
- [2] Legambiente. *Comunità Rinnovabili 2022_Report*.
- [3] Compile: *Integrating Community Power in Energy Islands. Best Practice Guide*. Progetto finanziato con i fondi EU di Horizon 2020.
- [4] PoLiMi - *Digital Energy Efficiency Report 2022*.
- [5] Cortem Group. *I livelli di tensione e la distribuzione dell'energia elettrica nel mondo*. Settembre 2018
- [6] Gabriele Magni. *Come si fa una comunità energetica. Regole tecniche, consigli ed esperienze sul campo*.
- [7] <https://www.ingenio-web.it/articoli/le-comunita-energetiche-cosa-sono-normativa-e-incentivi/>
- [8] RSE e Fondazione Utilitatis. *Le Comunità Energetiche in Italia. Orange Book*. 2022. <https://www.rse-web.it>
- [9] Legambiente. *Scacco alle rinnovabili. Gli ostacoli normativi, burocratici e culturali che frenano la transizione energetica in Italia*. 2023.
- [10] Paola Aglietta. *CER Aspetti fiscali: il punto tra normativa e prassi*. Nov. 2023. <https://www.to.camcom.it/sites/default/files/promozione-territorio/23-11-09%20CER%20Aglietta.pdf>
- [11] Delibera Arera 04 agosto 2020 318/2020/R/eel.
- [12] Decreto MIMIT (ex MISE) 16 settembre 2020 - Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili
- [13] <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>
- [14] Daniela Simari, GSE Affari Regolatori. *Le Comunità Energetiche. Quadro Normativo e Regolatorio*. Seminario del 22.03.23.
- [15] Portale del PNRR <https://www.italiadomani.gov.it/it/home.html>
- [16] <https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-mase-pubblicato-decreto-cer>
- [17] Legambiente. *Comuni Rinnovabili 2023_Report*
- [18] <https://www.lumi4innovation.it/smart-grid-cose-e-come-funziona/>

- [19] Areti. *Piano di sviluppo 2023*.
- [20] Renewable Energy. *Ultima chiamata per le rinnovabili del nostro Paese*. Report 2023 del PoLiMi.
- [21] A. Caramizaru , A. Uihlen. *Energy communities: an overview of energy and social innovation*. Publications Office of the European Union. 2020. <https://ec.europa.eu/jrc>.
- [22] Terna. *Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico - Dicembre 2023*. Disponibile sul sito di Terna
- [23] <https://www.comune.roma.it/web/it/notizia.page?contentId=NWS993312>.
- [24] Chiara Caterini. Politec Technology S.r.l. *Calcolo della carbon footprint per l'abbattimento delle emissioni tramite piantumazione*. 2017.
- [25] <https://wec-italia.org/upload/pdf/brochure-ifec.pdf>
- [26] Studio Accenture Agici. *Modelli per promuovere le comunità energetiche: un'opportunità per le Utilities*. Maggio 2023.
- [27] Simona Benedettini & Carlo Stagnaro. *Energy communities in Europe: a review of the Danish and German experiences*. 2022
- [28] PoLiMi. *Renewable Energy Report 2022*.
- [29] Antonio Romeo. Direttore DINTEC. *Comunità Energetiche Rinnovabili. I più recenti Provvedimenti attuativi, novità e aggiornamenti*. Marzo 2023.
- [30] Assifero. *Guida alle Comunità Energetiche Rinnovabili a impatto sociale*. <https://assifero.org/risorse/guida-alle-comunita-energetiche-rinnovabili-a-impatto-sociale/>
- [31] Dossier RSE . *CER e Autoconsumo collettivo: alcune simulazioni numeriche alla luce della nuova regolazione*.
- [32] Alix Bolle - *How cities can back renewable energy*. Energy Cities 2019. www.renewables-networking.eu
- [33] https://gisaction.com/portfolio_tags/comunita-energetiche/
- [34] Mappa delle cabine primarie: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>
- [35] <https://www.mimit.gov.it/it/comunicazioni/banda-ultralarga/sinfi>
- [36] <https://forum.fibra.click/d/10132-censimento-errato-da-parte-di-open-fiber-dei-comuni-in-vendibilita>
- [37] Portale Areti sulle Comunità Energetiche. <https://www.aret.it/servizi/comunita-energetiche>

- [38] Archivio Dati Istat. <https://www.istat.it/it/archivio/104317>
- [39] D. Palmer, E. Koumpli, I. Cole, R. Gottschalg, T. Betts. *A GIS-Based Method for Identification of Wide Area Rooftop Suitability for Minimum Size PV Systems Using LiDAR Data and Photogrammetry*. *Rivista Energies* 2018.
- [40] Portale delle Stazioni Radio Base dei sistemi di telefonia cellulare: <https://lteitaly.it/>
- [41] Pubblicazione Terna sui Consumi 2022 di energia elettrica. Disponibile in rete: https://download.terna.it/terna/6%20-%20CONSUMI_8db99b83382dbed.pdf
- [42] https://www.ansa.it/canale_ambiente/notizie/focus_energia/2020/01/16/telefo- nia-mobile-e-5g-uno-sguardo-ai-consumi-energetici_8567b1a9-ea2d-4335-97b0-bd87e0447822.html
- [43] <https://www.ilsole24ore.com/art/accelerando-5g-telco-risparmiano-fino-35-43percento-bolletta-energetica-AEfohdsD>
- [44] ISPRA 2010. Progetto di Ricerca *Impianti per Telecomunicazioni: ottimizzazione energetica e controllo ambientale*. Disponibile in rete.
- [45] INWIT - *Report Integrato 2022*. Disponibile in rete.
- [46] Re-Sorce. *Guarantees of Origin and Corporate Procurement Options*. 2021.
- [47] Sito della Green Energy Community. <https://www.gecocommunity.it/>
- [48] ENEA. *Le Comunità Energetiche in Italia. Una guida per orientare i cittadini nel nuovo mercato dell'energia*. <https://doi.org/10.12910/DOC2020-012>
- [49] <https://www.efficienzaenergetica.enea.it/glossario-efficienza-energetica/lettera-f/feed-in-premium-fip.html>
- [50] AEIT (Federazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni). *L'Energia Elettrica* - 2012 n.6 vol. 89. Disponibile in rete.
- [51] ENEA. *Ottimizzazione economico – energetica delle prestazioni di reti energetiche distribuite su scala distrettuale: applicazione ad un caso studio reale*. A cura di M. Di Somma, I. Bertini, Ma. Caliano, G. Graditi, L. Mongibello, G. Puglisi. Marzo 2021. Disponibile in rete.
- [52] ISPRA. *Impianti per Telecomunicazioni: ottimizzazione energetica e controllo ambientale*. 2010. Disponibile in rete.
- [53] B. Di Pietra, A.L. Palma, L. La Notte, E. Monno, A.Ciappa, G. Landi, M. De Monaco. *Prove sperimentali con impianto ibrido per l'autoconsumo collettivo e analisi della nuova piattaforma utente applicata a condomini con sistemi di contabilizzazione individuale smart*. Pubblicazione Enea RdS/PTR2021/128

- [54] Pubblicazione della *Energy Communities Tipperary Cooperative*.
<https://energycommunitiestipp.ie/>
- [55] AGCOM. *Relazione Annuale 2023*.
- [56] <https://www.dirittobancario.it/art/comunita-energetiche-ed-autoconsumo-regime-fiscale-e-questioni-ancora-aperte>
- [57] <https://stad.gent/en/city-governance-organisation/city-policy/ghents-climate-actions/renewable-energy>.
- [58] Acea. Bilancio di sostenibilità 2022.