

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**Politecnico
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

Dimensionamento ottimale di Comunità Energetiche Rinnovabili: metodi, strumenti e casi studio

Relatori

Prof. Maurizio REPETTO

Ing. Gianmarco LORENTI

Candidato

Nicola PALAZZO

Marzo 2023

Sommario

Le comunità energetiche rinnovabili (CER) nascono per favorire la produzione e il consumo di energia da fonti rinnovabili tramite il coinvolgimento di cittadini e amministrazioni locali. Il PNRR rappresenta una valida opportunità per lo sviluppo di queste iniziative. In quest'ottica 40 comuni del territorio del Pinerolese hanno stretto una collaborazione con il DENERG del Politecnico di Torino per un'analisi di fattibilità tecnico-economica relativa alla costituzione di comunità energetiche. L'obiettivo della presente tesi consiste nella simulazione e valutazione delle CER realizzabili nell'area citata, attraverso l'utilizzo del tool RECoupled, procedura implementata in Python e sviluppata dal gruppo di ricerca CADEMA, in modo da fornire ai comuni coinvolti nello studio risultati utili sulla fattibilità di queste iniziative. In RECoupled la CER viene modellata come un insieme di nodi della rete di distribuzione elettrica caratterizzati dalla presenza di carichi elettrici, impianti di produzione da fonti rinnovabili ed eventuali accumuli energetici. Nello studio delle CER comunali, si parte da una configurazione base in cui si considerano soltanto impianti fotovoltaici ed utenze elettriche del comune. In aggiunta vengono definiti una serie di scenari, dove si abbinano agli impianti fotovoltaici diverse taglie di sistemi di accumulo e si ipotizza la penetrazione di un numero crescente di utenze domestiche nella comunità. Gli scenari individuati vengono valutati e confrontati attraverso il calcolo di opportuni indici di prestazione. Per l'applicazione del tool RECoupled è necessario conoscere i profili orari annui di carico di tutte le utenze elettriche inserite nella configurazione ed i profili orari annui di produzione degli impianti fotovoltaici della CER. Dunque è stata necessaria un'attività propedeutica di raccolta e "processing" dei dati essenziali al tool. In particolare è stato chiesto ai comuni di condividere l'elenco delle utenze municipali e i consumi elettrici mensili, suddivisi in fasce orarie, per avere un quadro sui carichi elettrici da inserire nella CER; mentre per avere un quadro sulla capacità produttiva della CER sono state raccolte informazioni su superfici disponibili all'installazione di nuovi impianti fotovoltaici. I profili orari annui di carico delle utenze comunali considerate sono stati ricostruiti dai valori di consumo mensile condivisi e la loro estrazione è stata eseguita implementando un'apposita procedura in Python. I profili orari annui di produzione degli impianti fotovoltaici sono stati ottenuti attraverso il software di simulazione PV*SOL premium, a partire dalla collocazione geografica e dalle caratteristiche di estensione ed orientamento dei tetti degli edifici e dei terreni. Viene riportato il caso studio di una CER realizzabile nel singolo comune di Scalenghe, per la quale considerando soltanto impianti fotovoltaici e utenze elettriche comunali, si ottiene un indice di autoconsumo del 44%, un indice di autosufficienza del 42% ed una riduzione delle emissioni di CO_2 del 24%.

Ringraziamenti

Porgo un ringraziamento speciale al relatore Maurizio Repetto, per la disponibilità ed i preziosi consigli forniti durante la stesura della tesi, e al correlatore Gianmarco Lorenti, per avermi seguito con costanza e per il supporto dato nello svolgimento dell'elaborato.

Inoltre a nome di tutto il gruppo di lavoro si ringraziano Acea Pinerolese Industriale Spa, l'Associazione Temporanea di Scopo Comunità Energetica del Pinerolese e tutte le amministrazioni comunali coinvolte, per la disponibilità, il frequente contatto e per essere riusciti a creare una rete di collaborazione, la quale ha permesso di condurre tutte le attività connesse allo studio senza alcun ostacolo.

Indice

Elenco delle tabelle	VI
Elenco delle figure	VIII
1 Le comunità energetiche rinnovabili	1
1.1 Il quadro normativo europeo	1
1.1.1 La Direttiva RED II	2
1.1.2 La Direttiva IEM	3
1.1.3 Ulteriori disposizioni	4
1.2 L'evoluzione normativa italiana	5
1.2.1 Decreto Milleproroghe 2020	5
1.2.2 Delibera ARERA 318/2020	6
1.2.3 Decreto attuativo MISE	7
1.2.4 Decreto legislativo per il recepimento della Direttiva RED II	8
1.2.5 Testo Integrato Autoconsumo Diffuso	10
1.2.6 Finanziamenti del PNRR	11
1.2.7 Decreto MASE	12
2 Progetto "Next Generation We"	13
2.1 Bando della Fondazione Compagnia di San Paolo	13
2.2 Comunità Energetica Pinerolese	14
2.3 Studio proposto dal gruppo CADEMA	15
2.4 Approccio metodologico	16
3 Pre-processing dei dati	18
3.1 Dati richiesti sui consumi	18
3.2 Individuazione delle utenze della CER	20
3.2.1 Panoramica sulle utenze e sui consumi annuali di energia elettrica	21
3.3 Estrazione dei profili orari annui di consumo	23
3.4 Valutazione degli impianti di produzione	26

3.5	Simulazione degli impianti fotovoltaici con il software PV*SOL premium	27
3.5.1	Passaggi seguiti per la modellazione degli impianti	28
3.5.2	Tipologia di impianto fotovoltaico	29
3.5.3	Dati climatici	29
3.5.4	Diagramma solare e linea d'orizzonte	31
3.5.5	Riproduzione dell'area, design e configurazione dell'impianto fotovoltaico	32
3.5.6	Valutazione delle perdite di cablaggio	37
3.5.7	Simulazione energetica dell'impianto fotovoltaico	37
3.5.8	Profili orari annui di produzione	38
3.5.9	Modellazione impianti a terra	39
3.5.10	Panoramica sulla capacità produttiva dei cluster	40
4	RECOupled	43
4.1	Generalità sul tool di simulazione	43
4.2	Modello della CER	44
4.3	Flussi energetici	45
4.4	Struttura della procedura	48
4.5	Definizione degli scenari sulle configurazioni della CER	49
4.6	Valutazione delle prestazioni della CER	52
4.6.1	KPI energetici	52
4.6.2	KPI ambientali	54
4.6.3	KPI economici	56
5	Risultati preliminari	63
5.1	CER nel comune di Scalenghe	63
5.1.1	Panoramica sui consumi mensili di energia elettrica	65
5.1.2	Impianti fotovoltaici	67
5.1.3	Produzione mensile ed annuale	69
5.2	Valutazione della CER	71
5.2.1	KPI energetici negli scenari	72
5.2.2	KPI ambientali negli scenari	74
5.2.3	KPI economici negli scenari	75
5.2.4	Riepilogo dei risultati ottenuti sulle prestazioni	77
5.3	CER di comuni	77
5.3.1	Ridefinizione dei cluster	77
5.3.2	CER nei comuni di Scalenghe, Airasca, Piscina, Volvera	78
5.3.3	Valutazione delle prestazioni	81
5.3.4	KPI energetici	82
5.3.5	KPI ambientali	83

5.3.6	KPI economici	84
5.3.7	Riepilogo sulle prestazioni della CER di comuni	85
6	Conclusioni e sviluppi futuri	86
	Bibliografia	88

Elenco delle tabelle

2.1	Cluster dei comuni del Pinerolese	15
3.1	Struttura dei dati raccolti per individuare le diverse utenze comunali	19
3.2	Struttura dei dati raccolti sui consumi mensili di energia elettrica delle utenze comunali riportati nelle bollette	20
3.3	Panoramica per cluster sulle utenze e i consumi dei comuni	22
3.4	Struttura esemplificativa dei dati raccolti superfici in disponibilità del comune per realizzare gli impianti fotovoltaici.	27
3.5	Dati meteorologici medi mensili ottenuti per il sito d'interesse selezionando come database climatico PVGIS con PV*SOL premium	30
3.6	Caratteristiche principali del modulo fotovoltaico	34
3.7	Caratteristiche principali dell'inverter	36
3.8	Caratteristiche del campo fotovoltaico	37
3.9	Risultati principali ottenuti dalla simulazione energetica del genera- tore fotovoltaico con il software PV*SOL premium	37
3.10	Panoramica sugli impianti fotovoltaici modellati per cluster	41
4.1	Scenari sulla presenza di sistemi di accumulo	51
4.2	Scenari sul numero di utenze domestiche	52
4.3	Fattori di emissione di CO_2 utizzati nell'analisi dei benefici ambientali	56
4.4	Coefficienti di costo per calcolare le spese dovute alla realizzazione e all'esercizio degli impianti fotovoltaici della CER	58
4.5	Coefficienti di costo per calcolare le spese dovute all'acquisto e all'esercizio degli accumuli energetici della CER	59
4.6	Coefficienti di costo utilizzati per il calcolo delle entrate economiche	60
5.1	Panoramica sulle utenze comunali indicate dal comune di Scalenghe	63
5.2	Utenze comunali individuate come potenziali membri della CER . .	64
5.3	Consumi mensili di energia elettrica delle utenze comunali selezionate come potenziali membri della CER	65

5.4	Dati raccolti sulle superfici in disponibilità del comune di Scalenghe per realizzare gli impianti fotovoltaici.	67
5.5	Dati principali degli impianti fotovoltaici modellati con PV*SOL premium.	67
5.6	Produzione mensile di energia elettrica degli impianti fotovoltaici comunali realizzabili	69
5.7	Prestazioni energetiche della CER nei diversi scenari	74
5.8	Prestazioni energetiche, ambientali ed economiche della CER nei diversi scenari	77
5.9	Panoramica sulle utenze elettriche municipali selezionate come carichi della CER di comuni	79
5.10	Panoramica sugli impianti fotovoltaici da inserire nella CER di comuni	80
5.11	Scenari sul numero di utenze domestiche	81
5.12	Prestazioni energetiche, ambientali ed economiche della CER di comuni nei diversi scenari	85

Elenco delle figure

1.1	I diversi schemi di aggregazione dei consumatori: autoconsumo individuale, autoconsumo collettivo e comunità energetica. [Fonte: [3]]	3
1.2	Timeline dell'evoluzione del quadro normativo europeo e dei termini di recepimento delle direttive IEM e RED II. [Fonte: [5]]	4
2.1	Territorio del Pinerolese [Elaborazione propria]	14
2.2	Outline dell'approccio metodologico alla base dello studio proposto [Elaborazione propria]	17
3.1	Ripartizione percentuale del consumo annuo tra i comuni del cluster del Pinerolese, in base ai dati elaborati [Elaborazione propria]	23
3.2	Curva esemplificativa per i clienti finali non domestici con effetto della stagionalità [Fonte: [15]]	24
3.3	Curva esemplificativa dei prelievi delle utenze di illuminazione pubblica con effetto della stagionalità [Fonte: [15]]	25
3.4	Curva esemplificativa per i clienti finali domestici con effetto della stagionalità [Fonte: [15]]	25
3.5	Immagine satellitare dell'edificio [Fonte: Google Earth]	28
3.6	Impianto connesso in rete, senza utenze collegate [Fonte: software PV*SOL premium]	29
3.7	Carta solare e linea d'orizzonte [Fonte: software PV*SOL premium]	31
3.8	Localizzazione del tetto attraverso mappa satellitare [Fonte: software PV*SOL premium]	32
3.9	Ricostruzione tridimensionale dell'edificio [Fonte: software PV*SOL premium]	33
3.10	Design dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]	35
3.11	Modellazione tridimensionale dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]	35
3.12	Produzione mensile dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]	38

3.13	Produzione annuale dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]	38
3.14	Terreno su cui installare un impianto fotovoltaico a terra [Fonte: Google Earth]	39
3.15	Terreno su cui installare un impianto fotovoltaico a terra [Fonte: PV*SOL premium]	40
3.16	Ripartizione percentuale della produzione energetica annuale tra i cluster del Pinerolese, in base ai dati elaborati [Elaborazione propria]	42
4.1	Rappresentazione generica della CER [Elaborazione propria da [18]]	45
4.2	Flussi energetici tra l'aggregato dei nodi attivi e la rete elettrica [Fonte: Elaborazione propria]	47
4.3	Flussi energetici tra l'aggregato di nodi passivi e la rete elettrica [Fonte: Elaborazione propria]	47
4.4	Architettura informatica del tool di simulazione RECoupled [Elaborazione propria da [18]]	49
4.5	Profili orari delle immissioni e dei prelievi in una CER senza sistemi di accumulo [Fonte: Elaborazione propria]	50
4.6	Profili orari delle immissioni e dei prelievi in una CER con accumuli energetici [Fonte: Elaborazione propria]	50
4.7	Profili orari delle immissioni e dei prelievi in una CER con molte utenze virtuali [Fonte: Elaborazione propria]	51
4.8	Rappresentazione dei KPI energetici [Fonte: [20]]	54
5.1	Ripartizione del consumo annuo tra le utenze elettriche selezionate [Elaborazione propria]	64
5.2	Consumo mensile delle utenze comunali selezionate [Elaborazione propria]	66
5.3	Ripartizione percentuale del consumo mensile nelle fasce orarie di consumo [Elaborazione propria]	66
5.4	Riproduzione dell'impianto PV realizzabile sulla palestra [Fonte: software PV*SOL premium]	68
5.5	Riproduzione dell'impianto PV realizzabile sulla biblioteca [Fonte: software PV*SOL premium]	68
5.6	Riproduzione dell'impianto PV realizzabile sui loculi del cimitero [Fonte: software PV*SOL premium]	68
5.7	Produzione mensile degli impianti fotovoltaici della CER comunale [Elaborazione propria]	70
5.8	Profilo annuo di produzione degli impianti fotovoltaici della CER comunale [Elaborazione propria]	70

5.9	Incrocio orario annuo tra la produzione degli impianti fotovoltaici e i prelievi delle utenze elettriche comunali [Elaborazione propria] . . .	71
5.10	Energia condivisa annuale in funzione dei diversi scenari di accumulo e di aumento delle famiglie collegate alla CER [Ottenuto tramite RECoupled]	72
5.11	Andamento degli indici <i>SCI</i> e <i>SSI</i> , in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]	73
5.12	Andamento degli indici <i>SCI</i> e ΔCO_2 in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]	74
5.13	Andamento degli indici <i>SCI</i> e <i>IRR</i> in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]	76
5.14	Area sottesa alla stessa cabina primaria [Fonte: [23]]	78
5.15	Ripartizione percentuale del consumo elettrico annuo tra i comuni dell'area individuata [Elaborazione propria]	79
5.16	Ripartizione percentuale della produzione annua tra i comuni dell'area individuata [Elaborazione propria]	80
5.17	Energia condivisa annuale in funzione dei diversi scenari di accumulo e di aumento delle famiglie collegate alla CER [Ottenuto tramite RECoupled]	82
5.18	Andamento degli indici <i>SCI</i> e <i>SSI</i> , in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]	82
5.19	Andamento degli indici <i>SCI</i> e ΔCO_2 in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]	84
5.20	Andamento degli indici <i>SCI</i> e <i>IRR</i> in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]	84

Capitolo 1

Le comunità energetiche rinnovabili

1.1 Il quadro normativo europeo

Il Clean Energy for all'European Package (CEP, in seguito), basato su una proposta della Commissione Europea del novembre 2016 ed approvato nella sua più recente versione a giugno 2019, comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato dell'energia elettrica.

Il CEP, costituito da quattro regolamenti e quattro direttive, pone al centro delle politiche energetiche dell'Unione i consumatori, affidando loro un ruolo chiave nel raggiungimento degli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione fissati a Parigi nel corso della riunione della Conferenza delle parti della Convenzione sui cambiamenti climatici (COP 21) nel 2015 [1].

Infatti tra gli obiettivi del pacchetto di norme vi è quello di porre le basi per la promozione del ruolo attivo dei consumatori nell'ambito della transizione energetica, attraverso degli strumenti abilitanti, che prevedano l'intervento collettivo dei clienti finali per accelerare la transizione energetica dalle fonti fossili alle rinnovabili.

Sono due le Direttive Europee che hanno una particolare rilevanza rispetto alla centralità degli utenti finali nel processo di transizione:

1. la Direttiva 2001/2018 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, meglio conosciuta come "*Renewable Energy Directive*" (RED II, in seguito);
2. la Direttiva 944/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, anche nota come "*Internal Electricity Market Directive*" (IEM, in seguito).

1.1.1 La Direttiva RED II

La direttiva RED II nasce per favorire lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili sul territorio dell'Unione Europea, favorendo la partecipazione attiva dei cittadini e più in generale dei clienti finali. La direttiva introduce, per la promozione del ruolo attivo dei consumatori nell'ambito della transizione energetica, alcuni strumenti abilitanti con modelli di partecipazione a complessità crescente, definendo e normando l'autoconsumo singolo, l'autoconsumo collettivo e le Comunità di Energia Rinnovabile (CER, in seguito) [2].

La RED II definisce innanzitutto l'“*autoconsumatore di energia rinnovabile*” come un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. La direttiva definisce quindi gli “*autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*” come un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio.

Queste nuove figure vengono introdotte per aumentare la partecipazione nei processi di produzione e consumo di energia delle famiglie; per esempio, l'energia prodotta dall'impianto realizzato sul tetto di un condominio può essere messa a disposizione anche dei singoli condòmini e non più solo dei servizi comuni dell'edificio.

La RED II introduce poi le *comunità di energia rinnovabile*, definendole un soggetto giuridico che:

- si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- il cui obiettivo principale è 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.

In Figura 1.1 sono illustrate, schematicamente, le conformazioni di autoconsumo individuale, di autoconsumo collettivo e di comunità energetica.

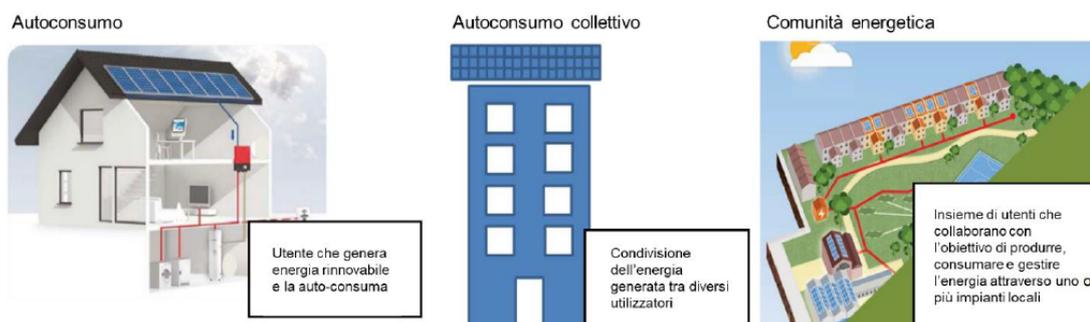


Figura 1.1: I diversi schemi di aggregazione dei consumatori: autoconsumo individuale, autoconsumo collettivo e comunità energetica. [Fonte: [3]]

1.1.2 La Direttiva IEM

La direttiva IEM, invece, si pone come scopo principale quello di adattare il mercato elettrico dell'Unione Europea ai cambiamenti tecnologici e strutturali in atto. Le configurazioni introdotte, pertanto, si riferiscono solo alla produzione e scambio di energia elettrica, prodotta da fonti rinnovabili o tradizionali, e sono costituite come nuovi attori del mercato elettrico, autorizzati ad intraprendere attività quali ad esempio la distribuzione e fornitura di energia.

Analogamente a quanto riportato nella direttiva RED II, anche la direttiva IEM introduce alcune figure a complessità crescente per favorire la partecipazione degli utenti finali e non, al mercato dell'energia elettrica [4].

Le prime due figure sono quelle del *cliente attivo*, o del *cliente attivo che opera in modo collettivo*, e si configurano come un cliente finale o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o accumula l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale.

La direttiva introduce poi le *comunità energetiche dei cittadini* (CEC, in seguito), che sono definite come un soggetto giuridico che:

- è fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, o piccole imprese;
- ha lo scopo principale di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;

- può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci.

1.1.3 Ulteriori disposizioni

Le Direttive RED II e IEM hanno fornito gli strumenti per innovare il ruolo dei consumatori, spingendo per un loro maggiore coinvolgimento nella transizione energetica.

In aggiunta ai principi illustrati in precedenza, le Direttive RED II e IEM forniscono indicazioni riguardo l'approccio che gli Stati Membri dell'Unione Europea, devono seguire nello sviluppo della legislazione nazionale a riguardo [5]. In particolare vengono lasciati diversi gradi di libertà per gli Stati Membri nell'ambito dei recepimenti nazionali delle direttive. I principali riguardano:

- la definizione del concetto di "prossimità" per le comunità di energia rinnovabile;
- la definizione dei membri e dei soggetti terzi riguardo la proprietà e gestione degli impianti;
- la definizione delle partite economiche connesse, con particolare riferimento agli incentivi economici e agli oneri tariffari, che spettano agli schemi di autoconsumo introdotti.

Il recepimento delle due direttive da parte degli Stati Membri è obbligatorio ed è soggetto ad una finestra temporale entro la quale deve avvenire, in particolare il limite per la RED II è stato fissato a giugno 2021 e il limite per la IEM a dicembre 2020.

In Figura 1.2 è mostrata la timeline dell'evoluzione del quadro normativo europeo e dei termini di recepimento delle direttive IEM e RED II.

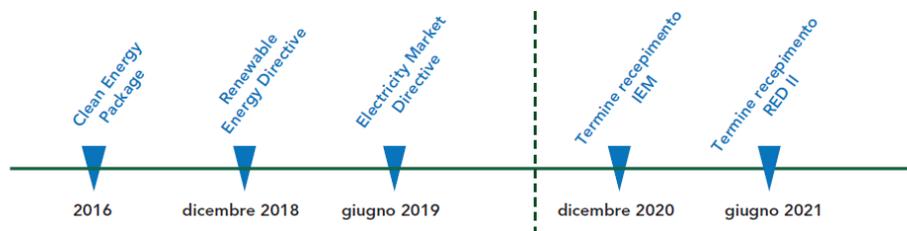


Figura 1.2: Timeline dell'evoluzione del quadro normativo europeo e dei termini di recepimento delle direttive IEM e RED II. [Fonte: [5]]

1.2 L'evoluzione normativa italiana

1.2.1 Decreto Milleproroghe 2020

Ad inizio del 2020 in Italia è stato avviato un percorso di recepimento parziale e anticipato della Direttiva RED II, in modo da sperimentare effetti, ricadute e potenziali criticità legate all'introduzione degli schemi di autoconsumo collettivo e delle CER.

La fase "*pilota*" di recepimento della direttiva europea è cominciata con il Decreto Milleproroghe, decreto-legge 162/19, entrato in vigore a febbraio 2020 [6]. In particolare, l'articolo 42-bis, introduce per la prima volta nella legislazione italiana le definizioni di "*autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*" e "*comunità di energia rinnovabile*", riprese citando direttamente le definizioni date dalla RED II, senza sostanziali modifiche rispetto ad essa.

Gli utenti che possono quindi diventare membri di queste configurazioni sono:

- nel caso di autoconsumatori collettivi, possono partecipare clienti finali con il vincolo, per i soggetti diversi dai nuclei familiari, che le attività legate all'autoconsumo non costituiscano la loro attività commerciale o professionale principale;
- nel caso di comunità di energia rinnovabile, possono partecipare persone fisiche, PMI, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che la partecipazione alla CER non costituisca l'attività professionale principale.

Il decreto introduce alcuni vincoli e caratteristiche specifiche per gli schemi di autoconsumo collettivo e per le comunità energetiche, non presenti nella Direttiva RED II.

Gli impianti facenti parte di queste due configurazioni possono produrre energia elettrica da sole tecnologie di generazione da fonti rinnovabili, in particolare:

- la potenza di ciascun impianto non deve essere superiore a 200 *kW*;
- gli impianti a fonti rinnovabili, detenuti dagli schemi di autoconsumo o dalle CER, devono essere entrati in esercizio dopo l'entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 162/19 (cioè dal 1 marzo 2020).

Il concetto di "*prossimità*" da rispettare, il quale vincola il perimetro delle due configurazioni, è stato definito nel seguente modo:

- per gli autoconsumi collettivi, riguarda l'appartenenza al medesimo edificio o condominio degli impianti e consumatori;

- per le CER, concerne l'ubicazione degli impianti e degli utenti su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data della creazione dell'associazione, alla medesima cabina secondaria (MT/BT).

Le attività permesse alle due configurazioni sono quelle di produzione, vendita, accumulo e condivisione dell'energia prodotta. La condivisione dell'energia prodotta avviene utilizzando la rete di distribuzione esistente. Il decreto non prevede perciò la creazione di nuovi tratti di rete né la cessione di parte della rete pubblica esistente per uso privato dello schema di autoconsumo collettivo o della comunità.

Il concetto di energia condivisa è definito, infatti, secondo un approccio "*virtuale*": è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta ed immessa in rete dagli impianti a fonte rinnovabile parte della configurazione e l'energia prelevata dalla rete dall'insieme dei clienti finali associati.

Per la quota di energia che risulta essere stata prodotta e condivisa internamente alla comunità è prevista, all'interno del Decreto:

- l'esenzione dalle componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione;
- l'introduzione di una tariffa incentivante volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo.

La determinazione del valore delle componenti tariffarie non applicabili all'energia condivisa, e quindi di oggetto di restituzione da parte de Gestore dei Servizi Energetici (GSE, in seguito), è affidata all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA, in seguito). Il documento che riporta queste informazioni è la Delibera ARERA 318/2020, pubblicata ad agosto 2020.

La determinazione degli schemi di incentivazione è invece compito del Ministero dello Sviluppo Economico (MISE, in seguito). Gli incentivi sono stati definiti con il Decreto Ministeriale del 16 settembre 2020.

Con i documenti suddetti è proseguita la fase "*pilota*", propedeutica al completo recepimento della Direttiva RED II, avviata con in Italia con il Decreto Milleproroghe.

1.2.2 Delibera ARERA 318/2020

La Delibera 318/2020 del 4 agosto 2020 disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici o condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile [7].

In estrema sintesi, all'interno della Delibera viene individuato il valore delle componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili alla quota di energia

condivisa internamente alle due configurazioni, che sono di conseguenza oggetto di restituzione da parte del GSE.

Il valore delle componenti tariffarie identificate dall'ARERA, differisce per le due configurazioni:

1. nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente sono previste:
 - una restituzione, per la quota di energia condivisa, di alcune voci in bolletta, in particolare delle parti unitarie variabili legate alla trasmissione ($TRAS_E$) e alla distribuzione ($BTAU$);
 - una restituzione che rispecchia la riduzione di perdite di rete associata al consumo di energia nel medesimo sito in cui questa è prodotta;
2. nel caso di comunità di energia rinnovabile è prevista solo la:
 - restituzione, per la quota di energia condivisa, di alcune voci in bolletta, in particolare delle parti unitarie variabili legate alla trasmissione ($TRAS_E$) e alla distribuzione ($BTAU$).

Lo sgravio economico derivante dalla restituzione di tali componenti tariffarie ammonta a circa:

- 10 €/MWh, rispetto all'energia condivisa, per gli schemi di autoconsumo collettivo;
- 8 €/MWh, sempre sull'energia condivisa, per le CER.

1.2.3 Decreto attuativo MISE

Il Decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico, del 16 settembre 2020, individua la tariffa di incentivazione che si applica alla quota di energia condivisa internamente alle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità di energia rinnovabile [8].

L'energia elettrica prodotta da ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte delle configurazioni suddette e che risulti condivisa ha diritto, per un periodo di 20 anni, ad una tariffa incentivante pari a:

- 100 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili;
- 110 €/MWh nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità di energia rinnovabile.

1.2.4 Decreto legislativo per il recepimento della Direttiva RED II

Il 22 dicembre 2020 sono state pubblicate le regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, del GSE. Il documento riporta tutte le regole operative per l'attuazione degli schemi di autoconsumo collettivo e delle CER [9].

I primi mesi del 2021 sono stati caratterizzati dall'attivazione e dalla candidatura delle prime comunità energetiche e dei primi schemi di autoconsumo collettivo. Le sperimentazioni, caratterizzate da alcune limitazioni in termini di potenza massima degli impianti detenuti dalle CER e da un perimetro afferente alla cabina secondaria, in quanto membri e impianti dovevano essere collocati sulla medesima rete di bassa tensione sottostante alla stessa cabina di trasformazione MT/BT, hanno permesso di identificare gli elementi critici da modificare in vista del recepimento definitivo delle Direttive Europee RED II e IEM.

Con il decreto legislativo 199 del 8 novembre 2021, viene recepita in via definitiva, la Direttiva RED II, introducendo una serie di novità rispetto al quadro normativo della fase "*pilota*", illustrata in precedenza [10].

In primo luogo, nel decreto vi è una variazione nella definizione di "*energia condivisa*". In particolare l'energia condivisa è definita come il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati nell'ambito della porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa zona di mercato. L'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio, e gli impianti di generazione e di stoccaggio dell'energia elettrica oggetto di condivisione, devono risultare nella disponibilità e nel controllo della comunità.

Il perimetro di definizione, quindi, viene allargato all'energia scambiata nella stessa zona di mercato. L'applicazione degli incentivi è però limitata solo ad un sottoinsieme di questa energia.

L'articolo 5 del decreto afferma che, per impianti di potenza pari o inferiore a 1 MW, facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo, è possibile accedere ad un incentivo diretto che premia, attraverso una specifica tariffa, graduabile anche sulla base della potenza degli impianti, l'energia autoconsumata istantaneamente.

L'incentivo, come più approfonditamente trattato nell'articolo 8, non è perciò applicato a tutta l'energia condivisa internamente alla configurazione, che ricordiamo può tenere conto di impianti ed utenze sottese alla medesima zona di mercato, ma solo all'energia:

- prodotta da impianti a fonti rinnovabili;
- di potenza non superiore a 1 MW (soglia fissata nella precedente fase pilota a

200 kW);

- entrati in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto;
- che risulti condivisa da impianti e utenze connesse sotto la stessa cabina primaria AT/MT (mentre il perimetro, per la fase pilota, era definito dall'ubicazione di impianti e utenze sotto la stessa cabina secondaria MT/BT).

Andando nel dettaglio delle configurazioni, le principali novità introdotte all'interno del decreto legislativo di recepimento della Direttiva RED II, rispetto la fase pilota riguardano i temi seguenti.

Per gli autoconsumatori collettivi:

- viene posto un parziale ampliamento del "*perimetro*" della configurazione, visto che gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione possono essere ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli ove l'autoconsumatore opera, purchè siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. Gli autoconsumatori, però, devono trovarsi tutti nello stesso edificio o condominio.
- Inoltre, vi è un ampliamento del novero di attività che possono essere svolte dagli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, in quanto oltre a vendere l'energia autoprodotta possono offrire servizi ancillari e di flessibilità.

Per le comunità di energia rinnovabile:

- riguardo i membri che possono costituire una comunità energetica rinnovabile si annoverano persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT), che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione.
- Per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità energetica rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale. Vi è quindi un rilassamento dei vincoli posti nella fase pilota.
- La possibilità di aderire alla comunità energetica viene estesa ad impianti già esistenti, oltre agli impianti entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del decreto, purchè non superino il 30 % della potenza complessiva degli impianti di produzione che appartengono alla comunità.
- Viene infine ampliato il novero delle attività che può portare avanti la comunità energetica, tra cui la possibilità di sfruttare altre forme di energia da fonti

rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, promuovere interventi di domotica ed efficienza energetica, offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri, assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e offrire servizi ancillari e di flessibilità. Tutte queste attività devono essere sempre svolte nel rispetto delle finalità di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai membri o alle aree locali in cui opera la comunità.

Il decreto, entrato in vigore il 15 dicembre 2021, stabilisce che

- entro 90 giorni dall'entrata in vigore, l'ARERA deve adottare i provvedimenti necessari all'attuazione delle disposizioni del decreto ed individuare le componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa;
- entro 180 giorni dall'entrata in vigore, i meccanismi di incentivazione dovranno essere aggiornati tramite decreto del MISE, che stabilirà inoltre le modalità di transizione e raccordo fra il vecchio e il nuovo regime, al fine di garantire la tutela degli investimenti avviati nella fase "*pilota*".

1.2.5 Testo Integrato Autoconsumo Diffuso

L'ARERA con la Delibera 120/2022, del 22 marzo 2022, ha avviato un procedimento per l'implementazione delle disposizioni indicate dal decreto legislativo 199/21, in materia di autoconsumo.

La deliberazione ha previsto di definire un nuovo testo integrato, finalizzato alla valorizzazione dell'autoconsumo "*esteso*", a partire dalla regolazione transitoria adottata con la Delibera 318/2020, per tenere conto delle nuove prescrizioni.

Nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 120/2022, con il documento per la consultazione 390/2022, pubblicato ad agosto del 2022, l'ARERA ha precisato quali sono le configurazioni che realizzano forme di autoconsumo "*diffuso*" (tra le quali rientrano le CER) ed ha indicato di innovare la regolazione vigente per la valorizzazione ed incentivazione economica degli schemi suddetti, in modo da tenere conto delle nuove definizioni e dei nuovi perimetri, predisposti dal decreto con cui viene recepita completamente la Direttiva RED II.

In definitiva l'iter regolatorio per l'implementazione delle disposizioni del decreto legislativo 199/21, ha portato, con la delibera ARERA 727/2022 del 27 dicembre 2022, all'approvazione del "Testo Integrato Autoconsumo Diffuso" (TIAD in seguito) [11].

Il TIAD disciplina le modalità e la regolazione economica, relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo diffuso. Nel documento vengono richiamate le definizioni previste dal decreto 199/21 per le varie configurazioni individuate come schemi di autoconsumo diffuso, tra cui le CER, distinguendo tra energia elettrica condivisa

nella stessa zona di mercato, energia elettrica autoconsumata nell'area sottesa alla medesima cabina primaria ed incentivata come da disposizioni normative.

Poichè la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso è ora riferita alla cabina di trasformazione AT/MT (non più alla cabina MT/BT, che definiva il perimetro delle configurazioni nella fase "pilota"), vengono delineati i criteri sulla base dei quali i gestori di rete individuano, in modo convenzionale, le aree sottese a ciascuna cabina primaria a partire dalla reale configurazione delle reti elettriche. Inoltre, si prevede che le aree siano fruibili on-line, inizialmente sui siti internet dei singoli distributori e, a seguire, sul sito internet del GSE, semplificando così le procedure per la costituzione e gestione delle configurazioni, evitando che i referenti debbano interfacciarsi con i distributori, come avviene nel periodo transitorio.

Sono definite, anche, le modalità con cui il GSE quantifica l'energia elettrica oggetto di valorizzazione ed incentivazione economica. Una modifica rilevante rispetto alla Delibera 318/2020, riguarda l'aggiornamento della valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata per le comunità energetiche, per effetto dell'ampliamento dell'area di riferimento. Infatti la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso è pari alla parte variabile della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$), escludendo la parte variabile della tariffa di distribuzione ($BTAU$), in quanto la rete elettrica di distribuzione viene ampiamente utilizzata. Mentre la tariffa incentivante è oggetto di definizione a cura del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE, in seguito), ai sensi del decreto 199/2021.

Il TIAD fa seguito e sostituisce la delibera 318/2020 a partire dall'ultima data tra l'1 marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del MASE, con cui sono definiti gli incentivi economici. Si prevede, infine che, dalla data in cui il TIAD troverà applicazione, le configurazioni per l'autoconsumo collettivo e le CER, già esistenti, confluiranno nei provvedimenti definiti dal documento.

1.2.6 Finanziamenti del PNRR

Il PNRR, nell'ambito del compito "M2C2 – Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", prevede 2.2 miliardi di € di finanziamenti specifici per la promozione delle energie rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo. L'obiettivo dell'investimento è il recepimento della Direttiva RED II a una dimensione più significativa, individuando Pubbliche Amministrazioni (PA), famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5000 abitanti che ne possano beneficiare in termini di sostegno all'economia, alla coesione sociale, nonché di contrasto allo spopolamento.

In particolare, questo investimento mira a garantire le risorse necessarie per installare circa 2.000 MW di nuova capacità di generazione elettrica in configurazione distribuita da parte di comunità delle energie rinnovabili e auto-consumatori di

energie rinnovabili che agiscono congiuntamente. La realizzazione di questi interventi, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1250 kWh per kW, produrrebbe circa 2500 GWh annui, contribuirà a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno. Per ottenere quote più elevate di autoconsumo energetico, queste configurazioni possono anche essere combinate con sistemi di accumulo di energia [12].

1.2.7 Decreto MASE

Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha avviato, a fine febbraio 2023, l'iter con l'Unione Europea sulla proposta di decreto che incentiva la diffusione di forme di autoconsumo di energia da fonti rinnovabili, tra cui le CER. La proposta di decreto dovrà attendere il via libera della Commissione UE, necessario per la sua entrata in vigore.

Il testo comprende due misure distinte:

- da un lato, un intervento generale di incentivazione per chi si associa negli schemi di autoconsumo diffuso;
- dall'altro, lo stanziamento dei contributi previsti dal PNRR, che ammontano a 2.2 miliardi di €, per il finanziamento a fondo perduto, fino al 40% dei costi d'investimento sostenuti per la realizzazione di comunità energetiche rinnovabili, nel territorio di comuni con meno di 5000 abitanti.

Capitolo 2

Progetto "Next Generation We"

2.1 Bando della Fondazione Compagnia di San Paolo

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza è un'occasione unica per accelerare la transizione energetica ad una progressiva e completa decarbonizzazione del sistema elettrico, considerate le misure messe in atto per incrementare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Tra gli interventi previsti dal PNRR per la promozione delle fonti rinnovabili, si pone lo sviluppo di comunità energetiche nei comuni con meno di 5000 abitanti.

In quest'ottica la Fondazione Compagnia di San Paolo, con l'intento di rafforzare le condizioni affinché gli enti pubblici territoriali di Piemonte, Liguria e Valle d'Aosta, possano gestire in maniera efficace ed efficiente le opportunità di finanziamento rese disponibili da PNRR, ha promosso il bando "*Next Generation We - Competenze, strategie, sviluppo delle Pubbliche Amministrazioni*", rivolto a singoli comuni e unioni di comuni delle regioni citate.

La finalità del bando è quella di sostenere i costi legati all'attivazione di competenze esterne, per lo sviluppo di progetti aventi i requisiti di finanziabilità da parte del PNRR, tra i quali rientrano gli studi per la costituzione di CER comunali [13].

2.2 Comunità Energetica Pinerolese

L'attività della presente tesi nasce dalla volontà di 40 comuni dell'area del Pinerolese, aderenti all'Associazione Temporanea di Scopo Comunità Energetica del Pinerolese (ATSCEP, in seguito), di promuovere lo sviluppo di comunità energetiche rinnovabili sul territorio, eventualmente composte dall'aggregazione di più comuni, sfruttando le opportunità di finanziamento rese disponibili dal PNRR.

Il territorio del Pinerolese è situato nella zona centro occidentale del Piemonte e comprende in totale 53 comuni, come mostrato nella mappa riportata in Figura 2.1.



Figura 2.1: Territorio del Pinerolese [Elaborazione propria]

I comuni interessati alla costituzione delle CER hanno partecipato al bando "*Next Generation We*", indetto dalla Fondazione Compagnia di San Paolo, con l'intento di ottenere un contributo economico per avviare delle collaborazioni con enti del territorio, al fine di preparare studi di fattibilità specifici sulla realizzazione di queste iniziative.

Per gestire meglio le candidature si è valutata essere utile la suddivisione, dei comuni dell'area del Pinerolese, in cluster distinti sulla base delle caratteristiche geografiche e morfologiche del territorio.

Nello specifico sono stati individuati 7 cluster, per ognuno dei quali è stato indicato un comune referente. La composizione dei cluster viene riportata nella Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Cluster dei comuni del Pinerolese

Cluster	Referente	Comuni
Pianura Nord	Scalenghe	Airasca, Buriasco, Castagnole Piemonte, Cercenasco, None, Piscina, Volvera
Pianura Sud	Vigone	Cavour, Garzigliana, Macello, Moretta, Osasco, Prarostino, San Secondo di Pinerolo, Villafranca Piemonte
Val Chisone	Inverso Pinasca	Pinasca
Val Germanasca	Pomaretto	Masello, Perrero, Prali, Salza di Pinerolo
Val Noce	Cantalupa	Frossasco, Cumiana, Roletto, San Pietro Val Lemina
Val Pellice	Torre Pellice	Bricherasio, Luserna San Giovanni, Bobbio Pellice
Via Lattea	Pragelato	Cesana Torinese, Claviere, Sauze d'Oulx, Sauze di Cesana, Sestriere, Usseaux

A conclusione delle procedure di valutazione previste per il bando, tra gli enti pubblici selezionati per ricevere un contributo economico, vi sono i comuni referenti dei cluster del Pinerolese.

Grazie al finanziamento erogato dalla Fondazione Compagnia di San Paolo, è stato possibile per gli enti coinvolti, sostenere i costi legati al supporto consulenziale per l'elaborazione di studi di fattibilità tecnico-economici relativi alla costituzione delle CER sul territorio.

2.3 Studio proposto dal gruppo CADEMA

I comuni dell'area del Pinerolese, tramite Acea Pinerolese Industriale Spa, hanno stretto una collaborazione con il Dipartimento di Energia "G. Ferraris" del Politecnico di Torino (DENERG, in seguito), al quale è stato richiesto di fornire strumenti utili per la valutazione tecnico-economica delle CER realizzabili sul territorio, eventualmente costituite dall'aggregazione di più comuni.

Il gruppo di ricerca CADEMA del DENERG ha proposto l'utilizzo del tool di simulazione RECoupled, procedura per la gestione ottimale di sistemi energetici, implementata in linguaggio Python, con l'intento di procurare dei risultati utili sulla fattibilità di queste iniziative.

In questo contesto si inserisce l'attività della presente tesi, il cui scopo principale consiste nella simulazione e valutazione delle CER che possono essere realizzate nell'area Pinerolese, attraverso l'applicazione del tool.

In RECoupled la CER viene modellata come un insieme di nodi della rete di distribuzione elettrica caratterizzati dalla presenza di carichi elettrici, impianti di produzione da fonti rinnovabili ed eventuali accumuli energetici.

Nello studio delle CER comunali, si parte da una configurazione base in cui si considerano soltanto impianti a fonte rinnovabile ed utenze elettriche di proprietà del comune. In aggiunta vengono definiti una serie di scenari, dove si abbinano agli impianti fotovoltaici diverse taglie di sistemi di accumulo e si ipotizza la penetrazione di un numero crescente di utenze domestiche nella comunità.

Gli scenari individuati vengono valutati e confrontati attraverso il calcolo di opportuni indici di prestazione energetici, economici ed ambientali, in modo da fornire ai comuni coinvolti nello studio, risultati validi sulla creazione delle CER. In particolare le prestazioni della configurazione vengono valutate da un punto di vista:

- energetico, in termini di indici di autosufficienza e autoconsumo;
- ambientale, in termini di riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica;
- economico, in termini di remuneratività dell'investimento.

2.4 Approccio metodologico

Per l'utilizzo del tool RECoupled è necessario conoscere i profili orari annui di carico di tutte le utenze elettriche inserite nella configurazione ed i profili orari annui di produzione degli impianti a fonte rinnovabile della CER. Dunque, al fine dell'analisi, è necessaria un'attività propedeutica di raccolta e "pre-processing" dei dati essenziali al tool.

Con l'intento di implementare una procedura che non richieda troppi dati agli enti pubblici interessati, vista la loro numerosità, è stato chiesto alle amministrazioni comunali:

- di condividere l'elenco dei POD delle utenze municipali, con relative caratteristiche (quali la tipologia di utenza e la potenza contrattuale) ed i consumi elettrici mensili, suddivisi in fasce orarie, riportati nelle bollette, per avere un quadro sui carichi elettrici da inserire nella CER;
- informazioni su superfici in disponibilità dei comuni, per realizzare nuovi impianti fotovoltaici, supposti come generatori di energia rinnovabile delle CER, vista la loro facilità di implementazione rispetto ad altre fonti, per avere un quadro sulla capacità produttiva della comunità.

I profili orari annui di carico delle utenze elettriche comunali sono stati ricostruiti dai valori di consumo mensile riportati nelle bollette. La scelta delle utenze da considerare come potenziali membri della CER comunale è ricaduta su una serie di utenze pubbliche, tra quelle indicate, per le quali si hanno a disposizione i valori mensili del consumo di energia elettrica, suddiviso nelle fasce orarie, almeno per un anno di riferimento. L'estrazione dei profili orari annui di carico è stata eseguita implementando un'apposita procedura in Python.

I profili orari annui di produzione degli impianti fotovoltaici, che si suppone rappresentino gli impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile delle CER, sono stati ottenuti tramite il software di simulazione PV*SOL premium, a partire dalla collocazione geografica e dalle caratteristiche di estensione ed orientamento dei tetti degli edifici e dei terreni, indicati dai comuni.

Ricavati i profili annui di carico e di produzione, è possibile procedere con la simulazione e la valutazione delle prestazioni delle CER con il tool RECOUPLED.

In Figura 2.2 è schematizzato l'outline dell'approccio metodologico con cui è stato condotto lo studio proposto nel presente elaborato.

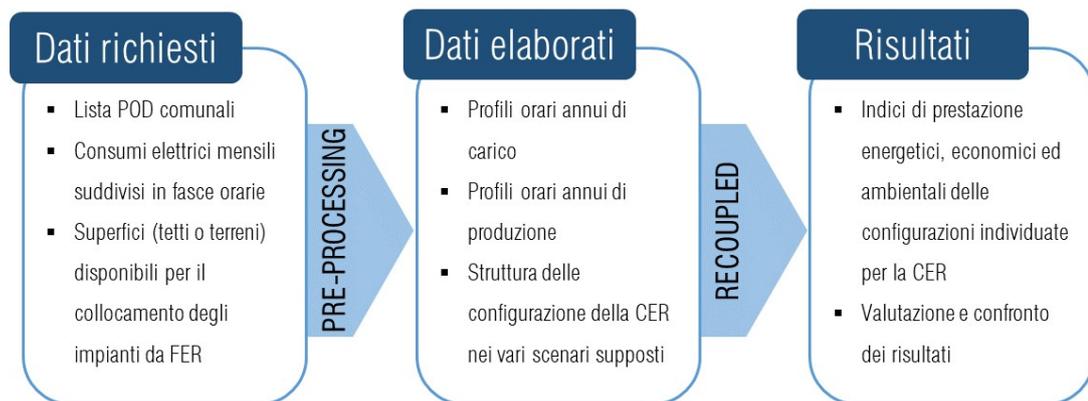


Figura 2.2: Outline dell'approccio metodologico alla base dello studio proposto [Elaborazione propria]

Si possono distinguere le due attività principali in cui è stato articolato il lavoro:

1. raccolta e "pre-processing" dei dati richiesti per la stima dei consumi elettrici e della produzione energetica da impianti a fonte rinnovabile, attraverso codici implementati in Python e mediante l'utilizzo del software PV*SOL premium;
2. applicazione del tool RECOUPLED per la valutazione e il confronto degli scenari sulle potenziali configurazioni della CER.

Capitolo 3

Pre-processing dei dati

3.1 Dati richiesti sui consumi

Le informazioni raccolte per la scelta delle utenze da considerare come potenziali membri della CER riguardano:

1. dati che contraddistinguono le utenze elettriche comunali e la loro tipologia;
2. dati sui consumi mensili di energia elettrica con relativa suddivisione nelle fasce orarie.

Per identificare le utenze elettriche che possono essere inserite nella configurazione sono stati richiesti i seguenti dati:

- il codice identificativo del punto di connessione alla rete di distribuzione elettrica, ossia il POD (dall'inglese *Point Of Delivery*); quest'ultimo è un codice alfanumerico composto da 14, o 15 caratteri, che inizia sempre con "IT" e identifica in modo certo il punto di prelievo, ovvero il punto fisico in cui l'energia elettrica viene consegnata dal fornitore e prelevata dall'utenza finale;
- l'indirizzo di fornitura;
- il tipo di utenza, in particolare se si tratta di un'utenza di illuminazione pubblica (tipo "ip"), di un'utenza collegata alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione (tipo "bta"), di un'utenza collegata alla rete elettrica di distribuzione in media tensione (tipo "mta"), oppure un'utenza diversa dalle precedenti (tipo "altro");
- la potenza contrattuale dell'utenza, espressa in *kW*;
- una breve descrizione dell'utenza, ad esempio se si tratta degli uffici comunali, di una scuola, di una palestra, di un palazzetto dello sport, e così via.

La struttura dei dati raccolti per l'identificazione delle utenze comunali è riassunta in modo esemplificativo nella Tabella 3.1.

Tabella 3.1: Struttura dei dati raccolti per individuare le diverse utenze comunali

POD	Indirizzo	Tipo	Potenza [kW]	Descrizione
IT*****	Via Umberto I, 1	bta	10	Palazzo comunale
IT*****	Via Torino, 1	bta	15	Scuola elementare
IT*****	Via Santa Maria	ip	0,3	Illuminazione pubblica
IT*****	Via Cavour	altro	3	Area mercatale
IT*****	Corso Francia	mta	800	Palaghiaccio

La CER comunale, dunque, può essere, piuttosto variegata in termini di tipologia di utenze comprese.

Per riuscire ad avere una stima sui consumi elettrici delle utenze comunali, che rappresentano i potenziali carichi da inserire nella configurazione, sono stati chiesti alle amministrazioni dei comuni coinvolti nello studio, i valori di consumo mensile riportati nelle bollette per la fornitura dell'energia elettrica.

La bolletta è il documento che viene reso disponibile periodicamente al cliente finale, dal fornitore di energia elettrica e riporta le informazioni relative ai consumi del cliente, agli importi fatturati, alle modalità di pagamento, nonché altre informazioni utili per la gestione del contratto di fornitura.

I consumi fatturati nella bolletta, per il periodo di competenza, se l'utenza è dotata di un contatore elettronico teleletto, sono riportati con riferimento a ciascuna delle fasce orarie a cui si riferiscono. I contatori installati per la misurazione dei consumi di elettricità, infatti, sono in grado di rilevare i consumi del cliente distinguendo la fascia oraria in cui questi avvengono.

Le fasce orarie, definite dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), sono periodi di tempo ai quali corrispondono diversi prezzi dell'energia, e sono così suddivise:

- **fascia F1:** dal lunedì al venerdì, dalle ore 08:00 alle ore 19:00, escluse le festività nazionali;
- **fascia F2:** dal lunedì al venerdì dalle ore 07:00 alle ore 08:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00; il sabato dalle ore 07:00 alle ore 23:00, escluse le festività nazionali;
- **fascia F3:** dal lunedì al sabato dalle ore 00:00 alle ore 07:00 e dalle 23:00 alle ore 00:00; la domenica e i festivi tutte le ore della giornata.

Vengono stipulati anche contratti a tariffa monoraria per utenze i cui consumi energetici sono distribuiti uniformemente durante la giornata.

La tariffa monoraria prevede un prezzo costante della componente energia per l'intera giornata a prescindere dall'orario di utilizzo e dal giorno della settimana. Nella prassi si utilizza contraddistinguere con la **fascia F0** i consumi di energia elettrica di queste utenze, che risultano tipicamente di illuminazione pubblica. La struttura dei dati raccolti sui consumi mensili di energia elettrica delle utenze comunali, suddivisi nelle fasce orarie ed espressi in kilowattora [kWh], viene riportata in modo esemplificativo nella Tabella 3.2.

Tabella 3.2: Struttura dei dati raccolti sui consumi mensili di energia elettrica delle utenze comunali riportati nelle bollette

POD	Mese	Anno	F0 [kWh]	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	TOT [kWh]
IT*****	1	2019		1500	500	1000	3000
IT*****	1	2019		500	200	300	1000
IT*****	1	2019		50	150	300	500
IT*****	1	2019	100				100

3.2 Individuazione delle utenze della CER

Nota la lista delle utenze elettriche comunali e i consumi elettrici mensili riportati nelle bollette, occorre scegliere quali carichi considerare come potenziali membri della comunità energetica rinnovabile.

Tra le utenze indicate dai comuni, si suppone che possano entrare a far parte della configurazione quelle per cui sono noti i valori del consumo elettrico mensile suddiviso in fasce orarie, almeno per un anno di riferimento.

Per riuscire ad individuare tali utenze occorre effettuare un'analisi incrociata della lista dei POD e dei dati sulle bollette, forniti dalle amministrazioni comunali. Tale verifica è stata effettuata implementando un apposito modulo in linguaggio Python, con il quale si identificano le utenze riportate nell'elenco dei POD, che presentano effettivamente i valori del consumo elettrico mensile suddiviso in fasce orarie per un anno intero.

Nello specifico, in questa prima fase di pre-processing dei dati raccolti sulle utenze e sui consumi di energia elettrica dei comuni, è stato verificato che:

- i dati forniti siano conformi al formato richiesto per la condivisione della lista delle utenze municipali e dei valori del consumo elettrico mensile, suddiviso in fasce orarie (formati descritti nella sezione 3.1);
- per le utenze elencate nella lista dei POD siano disponibili i valori di consumo;

- le utenze per le quali sono stati condivisi i valori del consumo mensile siano presenti anche nell'elenco dei POD;
- per ogni mese i dati sul consumo elettrico suddiviso in fasce orarie devono essere completi, ossia maggiori o uguali a zero per ciascuna fascia definita (F1, F2, F3 se la tariffa di consumo non è monoraria, F0 altrimenti) e non presentare ripetizioni nell'anno di riferimento;
- ogni anno di riferimento per i consumi, che può essere tra il 2018 e il 2022, non deve contenere più di dodici mesi con valori di consumo completi.

Le utenze elettriche che a seguito della verifica sui dati disponibili, presentano valori incompleti, ripetuti e non conformi al formato richiesto, sono state escluse. Mentre le utenze per cui sono stati riportati valori completi del consumo elettrico mensile suddiviso in fasce orarie per un almeno un anno intero, sono state selezionate come possibili carichi da inserire nelle CER comunali.

3.2.1 Panoramica sulle utenze e sui consumi annuali di energia elettrica

Al termine della prima fase del pre-processing sui dati di consumo è possibile effettuare un censimento sul numero di utenze elettriche municipali e sui consumi annuali di energia elettrica per cluster, basato sui dati condivisi dai comuni del territorio del Pinerolese.

Nella Tabella 3.3 viene riportata una panoramica sulle utenze elettriche selezionate e sui consumi annui di energia elettrica dei comuni per i quali è stata completata la raccolta dati prima della conclusione del presente elaborato.

I comuni per i quali l'elaborazione dei dati di consumo non è stata completata a causa di valori condivisi da riparare, perchè non conformi al formato richiesto, oppure per mancanza dati, sono stati contrassegnati in Tabella 3.3 con "*".

Tabella 3.3: Panoramica per cluster sulle utenze e i consumi dei comuni

Cluster	Comune	Utenze scelte	Utenze indicate	% Utenze scelte	Consumo annuo [MWh]
Pianura Nord	Scalenghe	33	43	75	155
	Airasca	28	33	85	240
	Buriasco	13	16	81	49
	Castagnole	12	36	33	86
	Cercenasco	24	25	96	320
	None	40	69	58	503
	Piscina	11	11	100	86
	Volvera	29	37	78	257
Pianura Sud	Vigone	69	75	92	625
	Cavour	75	85	88	537
	Garzigliana	17	18	94	38
	Macello	19	20	95	109
	Moretta	48	66	73	792
	Osasco	17	17	100	202
	Prarostino	22	23	96	68
	San Secondo	*	*	*	*
	Villafranca	*	*	*	*
Via Lattea	Pragelato	*	*	*	*
	Cesana	37	47	79	440
	Claviere	13	17	76	69
	Sauze d'Oulx	40	49	82	446
	Sauze di Cesana	8	13	62	68
	Sestriere	35	68	51	273
	Usseaux	23	25	92	142
Val Noce	Cantalupa	33	40	83	349
	Cumiana	*	*	*	*
	Frossasco	*	*	*	*
	Roletto	*	*	*	*
	San Pietro	27	33	82	140
Val Chisone	Inverso Pinasca	*	*	*	*
	Pinasca	7	7	100	59
Val Pellice	Torre Pellice	*	*	*	*
	Bobbio	*	*	*	*
	Bricherasio	*	*	*	*
	Luserna	*	*	*	*
Val Germanasca	Pomaretto	*	*	*	*
	Massello	*	*	*	*
	Perrero	*	*	*	*
	Prali	*	*	*	*
	Salza di Pinerolo	*	*	*	*

Nel diagramma a torta mostrato in Figura 3.1, viene illustrata la ripartizione percentuale del consumo annuo tra i cluster ottenuta dall'elaborazione dei dati condivisi sui consumi di energia elettrica.

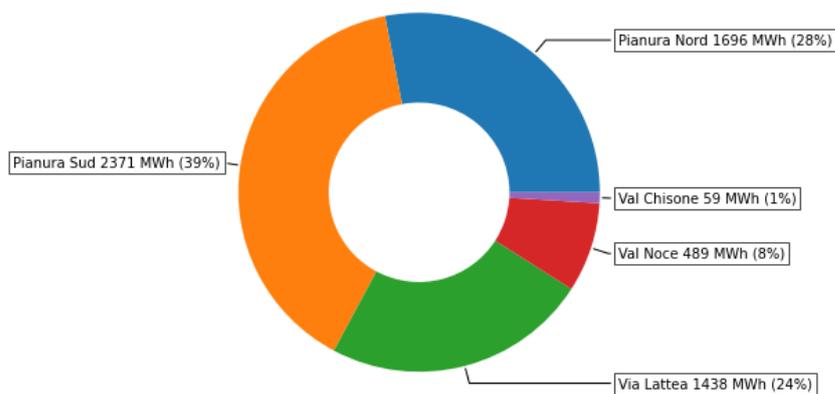


Figura 3.1: Ripartizione percentuale del consumo annuo tra i comuni del cluster del Pinerolese, in base ai dati elaborati [Elaborazione propria]

3.3 Estrazione dei profili orari annui di consumo

Individuate le utenze da considerare come carichi della CER, per le quali sono noti i valori del consumo elettrico mensile suddiviso in fasce orarie per un anno di riferimento, occorre ricavare i profili orari annui di carico.

La stima dei consumi orari delle utenze comunali inserite nella configurazione è un compito più complesso e con maggiori incertezze, in mancanza di valori reali, provenienti da misure registrate, sui prelievi orari di energia dalla rete da parte dei carichi elettrici.

Nonostante la presenza in letteratura scientifica di varie metodologie per affrontare il problema di generare o stimare profili orari di carico a partire dai consumi elettrici mensili riportati nelle bollette, come proposto in [14], si è scelto di adottare l'approccio delineato dal Gestore dei Servizi Energetici.

Il GSE, infatti, ha predisposto una procedura per profilare su base oraria i prelievi di energia elettrica, da applicare nei casi in cui manchino le misure dei dati orari reali di consumo [15]. Pertanto, si ritiene che, almeno nel prossimo futuro, porti ai risultati più vicini alla realtà una volta che le CER saranno costituite.

L'approccio consiste nel considerare dei profili orari di carico standard che dipendono dalla tipologia di utenza e sono stati resi disponibili per un anno di riferimento dal

GSE. In particolare, per profilare su base oraria i consumi, sono riportate quattro differenti curve di prelievo in relazione alla tipologia di utenza in BT:

1. profilo orario dei prelievi relativi ad utenze domestiche;
2. profilo orario dei prelievi relativi ad utenze di illuminazione pubblica;
3. profilo orario dei prelievi relativi ad utenze per l'alimentazione di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
4. profilo orario dei prelievi relativi ad utenze non domestiche;

Quindi, per ogni utenza comunale considerata nello studio, viene prima assegnato un profilo di carico standard sulla base della tipologia. Questo profilo è infine scalato in modo che il consumo mensile totale nelle diverse fasce orarie (se la tariffa non è monoraria) coincida con il valore riportato in bolletta.

In Figura 3.2 è riportato il profilo standard utilizzato per le utenze non domestiche (associato alle utenze municipali), differenziato per il mese di gennaio e quello di luglio, in modo da prendere in considerazione l'effetto della stagionalità.

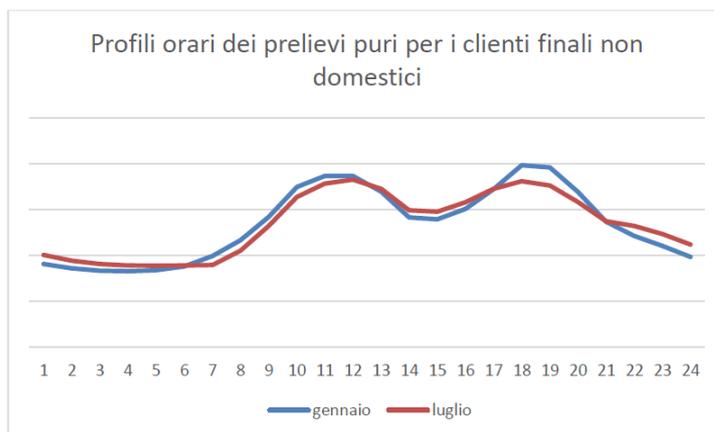


Figura 3.2: Curva esemplificativa per i clienti finali non domestici con effetto della stagionalità [Fonte: [15]]

Mentre in Figura 3.3 è mostrato l'andamento del profilo standard utilizzato per determinare i prelievi delle utenze di illuminazione pubblica, differenziato per il mese di gennaio e quello di luglio, in modo da prendere in considerazione l'effetto della stagionalità.

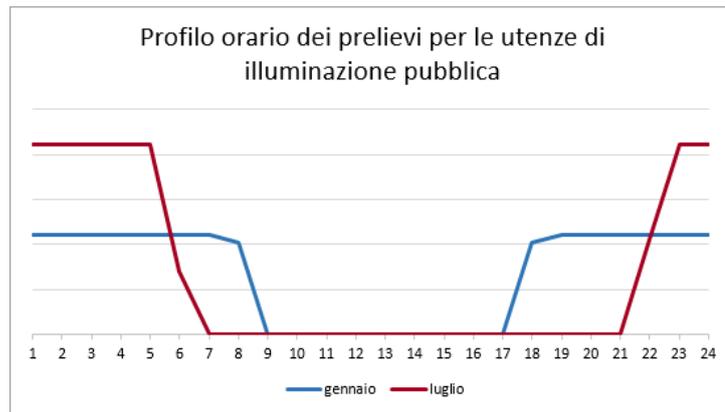


Figura 3.3: Curva esemplificativa dei prelievi delle utenze di illuminazione pubblica con effetto della stagionalità [Fonte: [15]]

Negli scenari in cui si ipotizza la penetrazione di utenze domestiche nella CER comunale, viene adoperato il profilo standard proposto dal GSE, mostrato in Figura 3.4, utilizzando il consumo annuo medio delle famiglie italiane e la divisione in fasce orarie riportata da ARERA ¹.

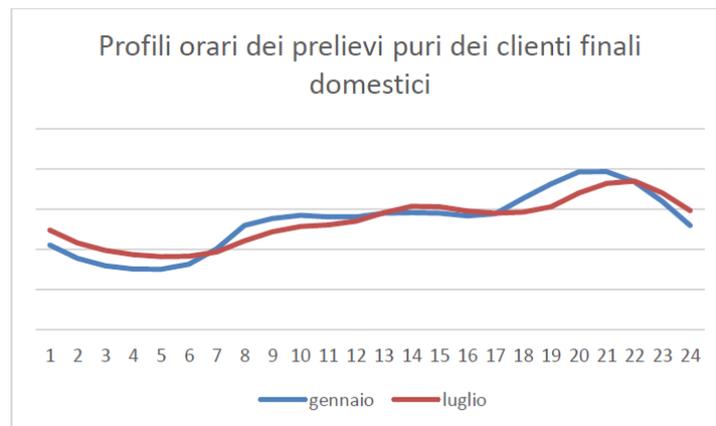


Figura 3.4: Curva esemplificativa per i clienti finali domestici con effetto della stagionalità [Fonte: [15]]

L'estrapolazione dei profili, necessari per procedere con l'applicazione del tool RECoupled, è stata effettuata mediante un apposito modulo, anch'esso implementato in Python.

¹Consumo medio annuo di un cliente domestico pari a 2700 kWh, con ripartizione del 33% in F1, 31% in F2, 36% in F3

3.4 Valutazione degli impianti di produzione

Per quanto riguarda l'infrastruttura tecnologica della comunità energetica, il decreto legislativo 199/21, di recepimento della Direttiva RED II, specifica che per le comunità energetiche gli impianti di generazione di energia elettrica devono essere impianti a fonte rinnovabile.

Nei casi oggetto di studio, si ipotizza che gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile delle CER siano impianti fotovoltaici, in quanto risultano essere di più semplice implementazione, rispetto a soluzioni alternative come eolico, idroelettrico, biogas o biomassa, dati anche i vincoli esistenti sulla taglia e sul perimetro di connessione degli impianti (potenza massima del singolo impianto di 1 MW e punti di connessione appartenenti alla porzione di rete di distribuzione MT sottesa alla medesima cabina primaria AT/MT).

Il decreto legislativo 199/2021, all'articolo 31, comma 2, lettera d), stabilisce che oltre a impianti realizzati dopo la data di entrata in vigore del decreto (15 dicembre 2021), possono aderire alla comunità energetica anche impianti da fonti rinnovabili già esistenti, per una misura comunque non superiore al 30 % della potenza complessiva di generazione rinnovabile che fa capo alla comunità.

Pertanto, per avere un quadro sulla capacità produttiva delle CER comunali, rispettando i vincoli imposti alle configurazioni dalle normative attualmente implementate nella regolamentazione italiana, è stato chiesto ai comuni di indicare alcune superfici su edifici o terreni pubblici, disponibili per la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici.

Le informazioni raccolte per individuare le superfici su cui ipotizzare l'installazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare, riguardano:

- il POD dell'eventuale edificio su cui collocare l'impianto fotovoltaico, la cui energia prodotta può andare in parte in autoconsumo fisico e la restante parte immessa in rete per essere valorizzata come energia condivisa ed incentivata;
- l'indirizzo dell'edificio o del terreno interessato alla realizzazione dell'impianto;
- una breve descrizione dell'edificio, ad esempio se si tratta del municipio, di una scuola, di un palazzetto dello sport, e così via;
- la superficie del terreno o del tetto dell'edificio, fornendo per quest'ultimo anche una breve descrizione sulla sua tipologia (ad esempio se si tratta di un tetto piano o a falde);
- l'esposizione della/e falda/e del tetto oppure del terreno, segnalati;
- le coordinate geografiche del sito di installazione dell'impianto, per favorire la corretta individuazione della superficie indicata.

La struttura dei dati raccolti sulle superfici in disponibilità dei comuni per realizzare gli impianti fotovoltaici di nuova installazione, viene schematizzata in modo esemplificativo nella Tabella 3.4.

Tabella 3.4: Struttura esemplificativa dei dati raccolti superfici in disponibilità del comune per realizzare gli impianti fotovoltaici.

POD	Indirizzo	Descrizione	Superficie [m ²]	Esposizione	Coordinate
IT*****	Via Torino, 1	Palestra scuola Tetto a falde	145	sud-est	(44.896, 7.487)
IT*****	Corso Francia	Palasport Tetto piano	1000	sud	(44.875, 7.464)
IT*****	Via Roma, 20	Centro sociale Tetto a falde	500	sud-ovest	(44.882, 7.473)
-	SP 139	Area ex discarica Terreno	4500	sud	(44.867, 7.496)

3.5 Simulazione degli impianti fotovoltaici con il software PV*SOL premium

I profili orari di produzione degli impianti fotovoltaici, che si suppone di realizzare sulle superfici indicate dai comuni coinvolti nello studio, sono stati ottenuti tramite il software PV*SOL premium. Quest'ultimo è un software, sviluppato e distribuito dalla Valentin Software GmbH, per il design e la simulazione energetica di impianti fotovoltaici, connessi in rete o autonomi, installati su tetto o a terra.

Nelle sezioni successive si illustrano i passaggi fondamentali e le scelte adottate nella modellazione degli impianti fotovoltaici realizzabili sui tetti degli edifici pubblici o nei terreni comunali indicati, per riuscire ad avere un quadro sulla capacità produttiva della CER ed effettuare l'analisi preliminare di valutazione sulle prestazioni della configurazione, ricavando i profili orari di produzione necessari al tool RECOupled.

Come caso studio per illustrare i passaggi fondamentali e le scelte adottate per la modellazione e la simulazione energetica degli impianti fotovoltaici attraverso il software PV*SOL premium, consideriamo l'edificio (palazzetto dello sport del comune di None, in provincia di Torino) mostrato nell'immagine satellitare, riportata in Figura 3.5, ottenuta da Google Earth.



Figura 3.5: Immagine satellitare dell'edificio [Fonte: Google Earth]

3.5.1 Passaggi seguiti per la modellazione degli impianti

I passaggi fondamentali richiesti dal software per il design e la simulazione dell'impianto fotovoltaico, sono:

- definizione della tipologia di impianto;
- caricamento dei dati climatici con la localizzazione del sito d'installazione;
- modellazione tridimensionale, mediante editor grafico, dell'edificio (o complesso edilizio), su cui posizionare l'impianto fotovoltaico e di eventuali elementi che possono essere fonte di ombreggiamento;
- selezione dei moduli fotovoltaici, del relativo tipo di installazione e disposizione degli stessi sull'area d'impianto riprodotta;
- selezione dell'inverter e scelta della configurazione del generatore fotovoltaico proposta dal software, il quale calcola in modo automatico configurazioni adeguate per l'accoppiamento del campo fotovoltaico all'unità di condizionamento della potenza;
- valutazione delle perdite di cablaggio;
- simulazione energetica dell'impianto fotovoltaico.

3.5.2 Tipologia di impianto fotovoltaico

Il primo passaggio richiesto dal software PV*SOL premium è la definizione del tipo di impianto fotovoltaico da modellare e simulare, che può essere:

- collegato alla rete elettrica;
- isolato.

Per gli impianti connessi alla rete è possibile simulare la presenza di carichi elettrici, sistemi di accumulo e di ricarica per veicoli elettrici, collegati al generatore fotovoltaico. Per gli impianti isolati è possibile simulare la presenza di carichi elettrici, sistemi di accumulo e generatori ausiliari, collegati all'impianto.

Nel presente studio si è scelto di considerare impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica senza utenze collegate, la cui schematizzazione semplificata è riportata in Figura 3.6. Tale scelta è legata allo scopo principale della modellazione e della simulazione mediante il software degli impianti fotovoltaici da inserire nelle configurazioni delle CER, che è quello di ricavare i profili orari annui di produzione, ossia i valori orari della potenza elettrica immessa in rete, per un anno di riferimento.

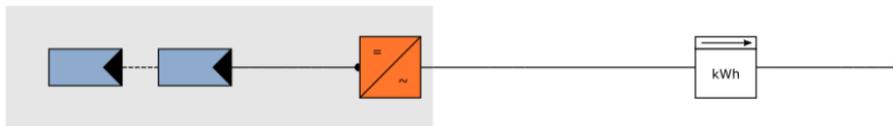


Figura 3.6: Impianto connesso in rete, senza utenze collegate [Fonte: software PV*SOL premium]

3.5.3 Dati climatici

La stima della produzione energetica del generatore fotovoltaico si basa sui dati climatici relativi al luogo di ubicazione dell'impianto ed in particolare ai valori della radiazione solare e della temperatura.

In PV*SOL premium la selezione ed il caricamento dei dati climatici, avviene specificando la località o le coordinate geografiche (latitudine e longitudine) del sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico.

Il software permette, a seconda della localizzazione del luogo d'interesse, di scegliere come sorgente per il caricamento dei dati climatici diversi database metereologici, quali:

- Meteonorm 8, che contiene dati climatici relativi a tutti i continenti;

- PVGIS, che fornisce dati climatici per qualsiasi località in Europa e in Africa oltre che per la maggior parte di Asia, Nordamerica e Sudamerica;
- Solcast, che contiene dati climatici relativi a tutti i continenti escluse alcune parti del Nordamerica e dell'Asia.
- SolarAnywhere che fornisce dati climatici relativi a tutti i continenti.

Per impianti situati in Italia, inoltre, sono inclusi i dati meteorologici riportati nella Norma UNI 10349, relativi a valori giornalieri medi mensili della radiazione solare sul piano orizzontale di ciascuna provincia italiana.

Come fonte dei dati climatici per stimare la produzione energetica degli impianti fotovoltaici da riprodurre si è scelto il database PVGIS, accessibile anche online al sito web del Centro di Ricerca Europea, JRC di Ispra [16].

Per il sito considerato dove realizzare l'impianto fotovoltaico, le coordinate geografiche risultano (44.9289, 7.5415) e i dati meteorologici caricati dal software, scegliendo come database PVGIS-SARAH2, relativi ai valori medi mensili della radiazione solare globale sul piano orizzontale e della temperatura esterna, per la località considerata (nel comune di None) sono riportati in Tabella 3.5.

Tabella 3.5: Dati meteorologici medi mensili ottenuti per il sito d'interesse selezionando come database climatico PVGIS con PV*SOL premium

Mese	Radiazione solare [kWh/m ²]	Temperatura esterna [°C]
Gennaio	56,7	2,9
Febbraio	40,4	-2,4
Marzo	124,7	7,7
Aprile	161,8	11,7
Maggio	164,8	16
Giugno	209,3	22
Luglio	214,7	23,5
Agosto	189	20,2
Settembre	137,8	19
Ottobre	78,3	10,4
Novembre	58,5	8,4
Dicembre	47	0,2
Anno	1483 ²	11,7

²Valore globale annuale, pari alla somma dei valori mensili

3.5.4 Diagramma solare e linea d'orizzonte

L'incidenza della radiazione solare sulla producibilità dei generatori fotovoltaici è influenzata anche dal percorso "apparente" del Sole, la cui posizione cambia nella volta celeste, al variare dell'ora del giorno e nel corso dell'anno, in funzione delle coordinate geografiche del luogo d'interesse, a causa dei moti della Terra.

Per meglio evidenziare il percorso solare nella volta celeste, per una determinata località, si può ricorrere alle carte o diagrammi solari, in cui è possibile leggere con facilità l'angolo di elevazione e l'angolo di azimut, che definiscono la posizione del Sole alle diverse ore del giorno per ciascun mese.

Le carte solari vengono utilizzate anche per rappresentare le sagome di eventuali ostacoli legati alla morfologia del sito in studio (come i rilievi circostanti), oppure dovuti ad elementi naturali (come alberi) o artificiali (come complessi edilizi), che possono causare fenomeni di ombreggiamento, da cui conseguono perdite di producibilità del generatore fotovoltaico.

Riportando sul diagramma solare la linea d'orizzonte, correlata a tali ostacoli, è possibile determinare le ore del giorno e i mesi dell'anno durante i quali si verificano fenomeni di ombreggiamento e riuscire a desumere l'entità delle perdite associate. PV*SOL premium permette di elaborare una linea d'orizzonte per il sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico, e di rappresentarla sulla carta solare associata alle coordinate geografiche del luogo d'interesse, caricando le informazioni sull'angolo di elevazione, sull'angolo di azimut e sulla sagoma dovuta ai rilievi circostanti da PVGIS. In Figura 3.7 è mostrato il diagramma solare e la linea d'orizzonte ottenuta dal software, per il sito in esame.

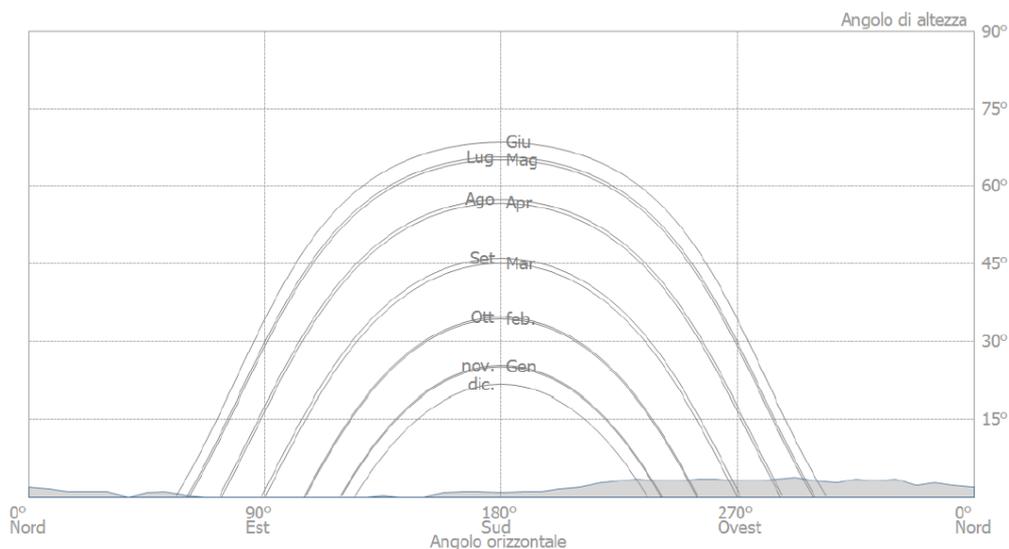


Figura 3.7: Carta solare e linea d'orizzonte [Fonte: software PV*SOL premium]

Si sottolinea che la linea d'orizzonte elaborata risulta legata alla sola morfologia del luogo, in quanto non sono stati definiti elementi naturali o artificiali come possibili fonti di ombreggiamento; di conseguenza non troviamo sagome associate a tali elementi sulla linea d'orizzonte.

3.5.5 Riproduzione dell'area, design e configurazione dell'impianto fotovoltaico

La riproduzione dell'area disponibile per l'installazione dei moduli fotovoltaici e la configurazione del campo fotovoltaico, vengono attuate con il software PV*SOL premium, mediante un editor grafico tridimensionale.

La modellazione tridimensionale dell'area d'impianto parte con la localizzazione dell'edificio su cui posizionare il sistema. In Figura 3.8 è riportata l'interfaccia di PV*SOL premium che permette la localizzazione, attraverso la mappa satellitare, del sito di installazione dell'impianto fotovoltaico.

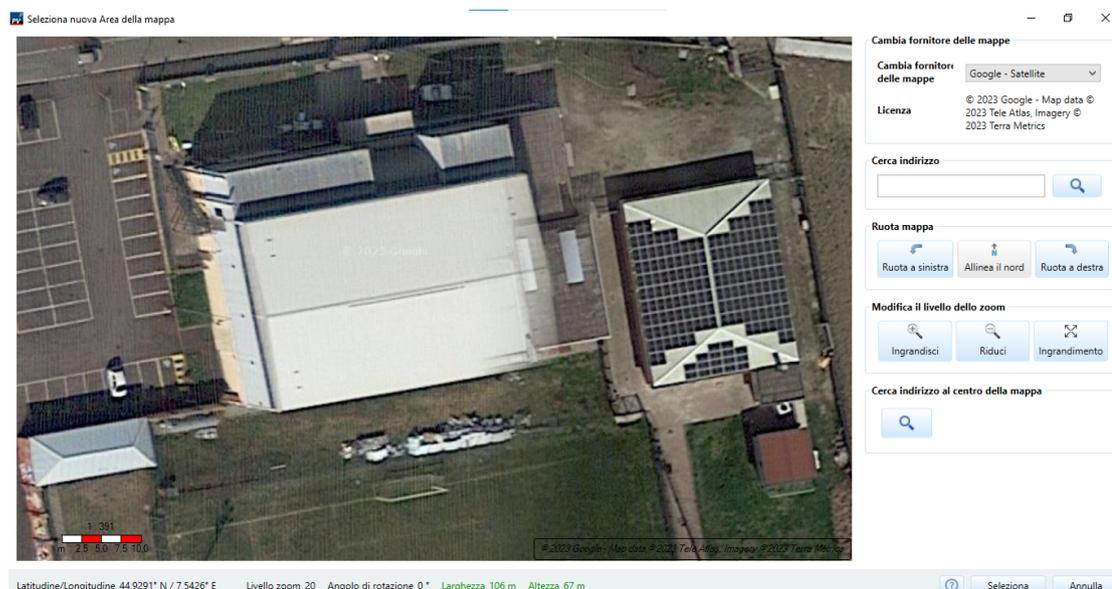


Figura 3.8: Localizzazione del tetto attraverso mappa satellitare [Fonte: software PV*SOL premium]

Con lo strumento Street View di Google Earth è possibile constatare che l'edificio presenta un tetto a falde. L'editor grafico del software permette di creare l'edificio in tre dimensioni per estrusione, a partire dalla riproduzione del tetto mediante specifici strumenti di disegno direttamente applicabili sulla vista della mappa satellitare. Per estrarre l'edificio occorre fornire come dati, l'altezza della struttura e l'inclinazione delle falde della copertura.

L'edificio in esame è un palazzetto dello sport per cui è stata considerata un'altezza della gronda del tetto di 10 metri. Inoltre è stata ipotizzata un'inclinazione delle falde di 10°, da un'analisi fotografica di massima condotta con gli strumenti di Google Earth. In Figura 3.9 è riportata la modellazione tridimensionale dell'edificio.

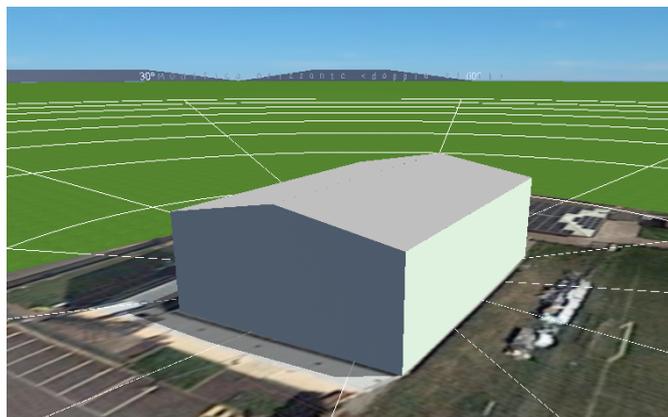


Figura 3.9: Ricostruzione tridimensionale dell'edificio [Fonte: software PV*SOL premium]

Ricostruito l'edificio attraverso l'editor tridimensionale del software, si passa al design dell'impianto fotovoltaico, che consiste nella:

- selezione dei moduli fotovoltaici e del tipo di installazione;
- disposizione dei moduli sul tetto dell'edificio;
- scelta dell'inverter e del collegamento delle stringhe.

Il software dispone di un ricco database di moduli fotovoltaici, inverter, batterie e altri componenti, disponibili in commercio. Sulla loro scelta si basa la simulazione energetica del generatore.

Per la riproduzione dell'impianto fotovoltaico in esame, è stato scelto un modulo in silicio monocristallino con potenza di picco pari a 400 W, prodotto dalla Trina Solar. Tale scelta è giustificata dall'efficienza di conversione del modulo, pari al 20,8 %, in linea con i valori medi di efficienza dei moduli in silicio monocristallino e dal basso tasso di degradazione annuale, uguale al 2 % per il primo anno e allo 0,55 % dal secondo al venticinquesimo anno di funzionamento.

La Tabella 3.6 riassume le caratteristiche principali, in condizioni standard (STC), del modulo fotovoltaico selezionato per il design dell'impianto.

Tabella 3.6: Caratteristiche principali del modulo fotovoltaico

Produttore	Trina Solar
Modello	TSM-400-DE09.08 VERTEX S
Tipo di cella	Silicio monocristallino
Dimensioni	1754x1096x30 <i>mm</i>
Potenza di picco	400 W_p
Tensione di massima potenza	34,2 V
Corrente di massima potenza	11,7 A
Tensione di circuito aperto	41,2 V
Corrente di corto circuito	12,28 A
Efficienza	20,81 %

Supponiamo di posizionare l'impianto fotovoltaico sulla falda esposta a sud del tetto dell'edificio identificato. La disposizione dei moduli, sull'area considerata, può essere effettuata:

- in modo automatico dal software, così da ottimizzare lo sfruttamento dello spazio una volta definite: la distanza tra i moduli (posta pari a 2 cm, valore di default del software), la distanza tra le file (se i moduli fotovoltaici vengono montati su strutture di sostegno) e la distanza dai bordi della copertura (posta pari a 60 cm, valore di default del software);
- oppure in modo guidato, per riuscire a riprodurre l'area del campo fotovoltaico desiderata, ad esempio prevedendo una disposizione dei moduli in gruppi distanziati, in modo da garantire la possibilità di eseguire un agevole montaggio e manutenzione degli stessi, o per il rispetto di vincoli definiti.

La disposizione dei moduli è stata effettuata automaticamente mediante PVSOL premium; è stato previsto soltanto un corridoio di ispezione, dello spessore di 0,3 m, in corrispondenza del centro della falda del tetto interessata.

Sono presenti, inoltre, strumenti di disegno che permettono di riprodurre, tridimensionalmente, elementi presenti sul tetto, come camini o antenne, che oltre a rappresentare degli ostacoli al posizionamento dei moduli, possono essere fonte di ombreggiamento, con conseguenti perdite di produzione energetica e problemi di mismatching tra i moduli. Nel caso in esame, non sono stati individuati tali elementi, di conseguenza non sono state valutate le perdite correlate.

In Figura 3.10 è mostrata la disposizione dei moduli fotovoltaici sulla falda esposta a sud del tetto dell'edificio, mentre in Figura 3.11 viene riportata la modellazione tridimensionale del generatore fotovoltaico.

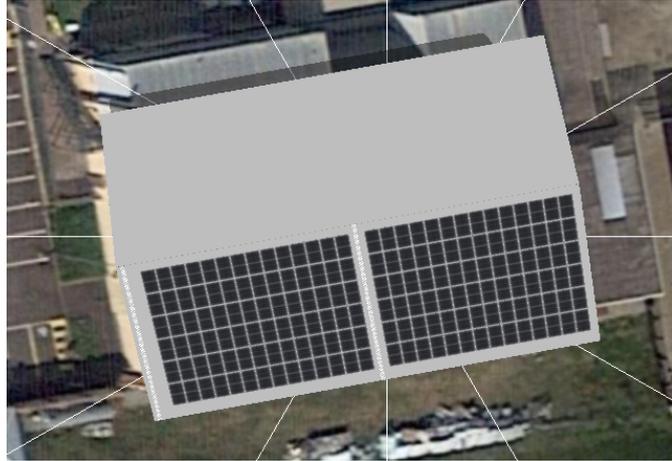


Figura 3.10: Design dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]

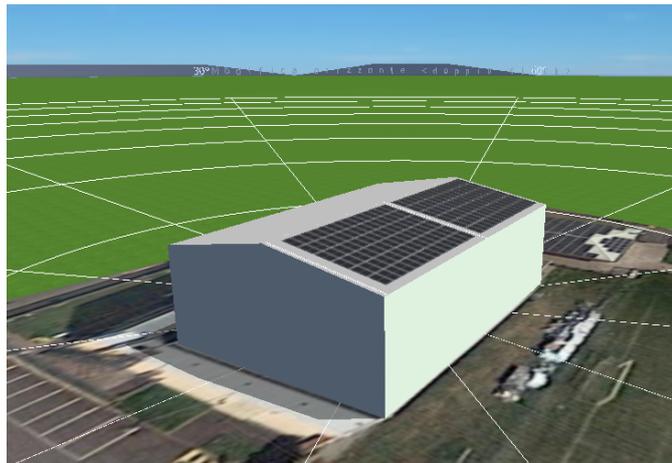


Figura 3.11: Modellazione tridimensionale dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]

Per completare la riproduzione dell'impianto fotovoltaico occorre definire l'unità di condizionamento della potenza, scegliendo un modello di inverter presente nel database del software. Inoltre si deve specificare il collegamento delle stringhe di moduli, selezionando una delle configurazioni possibili del campo fotovoltaico, proposte da PV*SOL premium, oppure definite manualmente.

Scegliendo un produttore di inverter solari e selezionando tutti i modelli presenti

nel database del software, PVSOL premium calcola in modo automatico possibili configurazioni del campo fotovoltaico, in termini di numero di inverter e di numero di stringhe di moduli. Le configurazioni proposte, rispettano i vincoli elettrici che interessano l'accoppiamento del generatore fotovoltaico all'unità di condizionamento della potenza, ossia il collegamento delle stringhe di moduli all'inverter e agli inseguitori del punto di massima potenza, Maximum Power Point Tracker (MPPT in seguito).

Nel caso in esame sono stati scelti due produttori di inverter solari, la FIMER e la SMA Solar Technology e sono stati selezionati tutti i modelli di inverter presenti nel database. La configurazione indicata dal software e selezionata per il generatore fotovoltaico riprodotto, prevede:

- 1 inverter FIMER PVS-60-TL, dotato di 3 inseguitori del punto di massima potenza;
- 3 stringhe da 21 moduli in serie, collegate al primo MPPT dell'inverter;
- 3 stringhe da 21 moduli in serie, collegate al secondo MPPT dell'inverter;
- 2 stringhe da 20 moduli in serie, collegate al terzo MPPT dell'inverter;

La Tabella 3.7 riassume le caratteristiche principali dell'inverter selezionato per la configurazione dell'impianto fotovoltaico.

Tabella 3.7: Caratteristiche principali dell'inverter

Produttore	FIMER
Modello	PVS-60-TL
Potenza nominale DC	61,8 kW
Potenza massima DC	84 kW
Tensione nominale DC	720 V
Tensione massima in ingresso	1000 V
Numero di MPPT	3
Corrente massima ingresso per MPPT	55 A
Range di funzionamento MPPT	570 V - 800 V
Potenza nominale AC	60 kW
Potenza apparente massima AC	66 kVA
Efficienza massima	99,8 %

In definitiva le caratteristiche principali del campo fotovoltaico modellato con PV*SOL premium, sono sintetizzate nella Tabella 3.8.

Tabella 3.8: Caratteristiche del campo fotovoltaico

Tipo installazione	Parallelo al tetto
Inclinazione	10°
Azimut	-10°
Numero moduli	168
Numero inverter	1
Area del generatore	323 m ²
Potenza di picco	67,2 kW_p

3.5.6 Valutazione delle perdite di cablaggio

Prima di procedere con la simulazione sul software per l'analisi delle performance energetiche del generatore fotovoltaico, occorre valutare le perdite nei cavi.

PV*SOL premium permette di stimare le perdite nei cavi dell'impianto fotovoltaico in dettaglio, specificando il materiale conduttore e definendo la loro lunghezza, oppure di approssimare tali perdite fornendo, come dato in input, un valore di perdita percentuale totale.

Nell'analisi condotta, è stata scelta quest'ultima opzione per valutare le perdite di cablaggio, considerando una perdita percentuale totale del 2 %.

3.5.7 Simulazione energetica dell'impianto fotovoltaico

Completata la riproduzione mediante l'editor grafico tridimensionale del sito di installazione, scelta la configurazione dell'impianto fotovoltaico e stimate le perdite di cablaggio, è possibile procedere con la simulazione energetica del generatore con PV*SOL premium.

In Tabella 3.9 sono sintetizzati i principali risultati ottenuti dalla simulazione dell'impianto sul software.

Tabella 3.9: Risultati principali ottenuti dalla simulazione energetica del generatore fotovoltaico con il software PV*SOL premium

Radiazione solare globale annua su modulo	1560 kWh/m ²
Rendita annua specifica	1405 kWh/kW _p
Energia immessa in rete nel primo anno	94425 kWh
Performace Ratio	89,95 %

In Figura 3.12 è riportato il diagramma a barre, restituito dal software, che mostra la produzione energetica mensile, stimata, dell'impianto fotovoltaico.

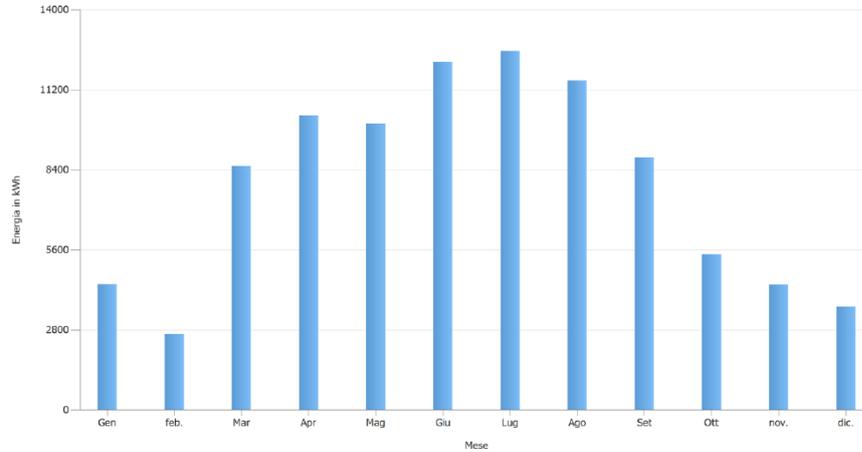


Figura 3.12: Produzione mensile dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]

3.5.8 Profili orari annui di produzione

Infine è possibile scaricare dal software, un file .csv contenente i valori orari della potenza immessa in rete dal generatore fotovoltaico, per un anno di riferimento. Da questo file è estraibile il profilo orario di produzione dell'impianto fotovoltaico riprodotto, necessario al tool RECoupled per eseguire le analisi sulle performance energetiche, economiche ed ambientali della CER.

In Figura 3.13 è mostrato il profilo annuale della potenza elettrica immessa in rete, simulando l'impianto fotovoltaico con PV*SOL premium.

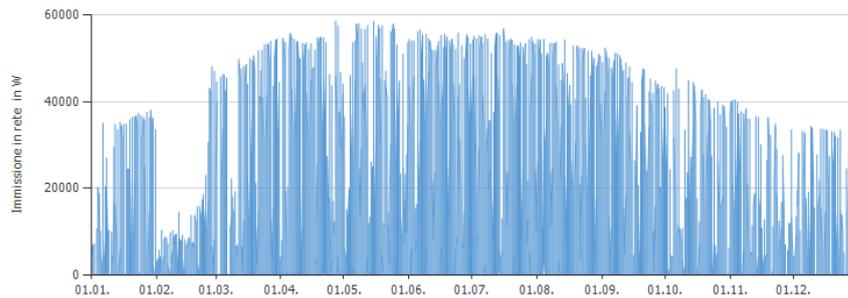


Figura 3.13: Produzione annuale dell'impianto fotovoltaico [Fonte: software PV*SOL premium]

3.5.9 Modellazione impianti a terra

Per completezza si riportano, anche, alcune considerazioni su come è stata condotta la modellazione, mediante il software PV*SOL premium, degli impianti fotovoltaici realizzabili in terreni segnalati dai comuni coinvolti nello studio.

Rimangono validi i passaggi, illustrati in precedenza, sulla definizione della tipologia d'impianto (connesso alla rete senza carichi collegati), sul caricamento dei dati climatici e per la definizione della linea d'orizzonte.

In tal caso la riproduzione dell'impianto, mediante l'editor grafico tridimensionale del software, parte con la localizzazione del terreno di interesse, ad esempio consideriamo il sito mostrato in Figura 3.14.



Figura 3.14: Terreno su cui installare un impianto fotovoltaico a terra [Fonte: Google Earth]

Per la configurazione del campo fotovoltaico occorre selezionare i moduli ed il relativo tipo di installazione, che in tal caso risulta su supporto. Infatti per modellare gli impianti a terra bisogna generare le strutture di sostegno, sulle quali disporre i pannelli fotovoltaici scelti. PV*SOL premium permette di scegliere diverse tipologie di strutture di montaggio che possono essere, fisse oppure ad inseguimento solare. Nel caso in cui si sceglie di adottare un sostegno fisso, il software determina automaticamente l'orientazione ottimale (ossia l'orientamento verso sud dei moduli), mentre occorre indicare l'inclinazione desiderata per il sistema di montaggio. Tale valore può essere determinato tramite il tool online PVGIS [16], da cui è possibile ricavare l'inclinazione ottimale dei moduli, in base alle coordinate geografiche del sito d'interesse (si sottolinea che l'inclinazione e l'orientamento dei moduli fotovoltaici influisce sulla loro producibilità energetica).

Selezionati i moduli e forniti i valori desiderati sull'inclinazione della struttura di sostegno, PV*SOL premium calcola automaticamente la distanza che deve separare le file dei moduli posizionati sui supporti, affinché non si verifichino fenomeni di ombreggiamento tra le file, dai quali conseguono perdite energetiche.

Completati questi passaggi è possibile procedere con la disposizione del campo fotovoltaico nel terreno individuato e con la configurazione elettrica. In Figura 3.15 è mostrata la riproduzione dell'impianto fotovoltaico a terra, mediante il software PV*SOL premium, nel sito supposto.



Figura 3.15: Terreno su cui installare un impianto fotovoltaico a terra [Fonte: PV*SOL premium]

3.5.10 Panoramica sulla capacità produttiva dei cluster

Riprodotti gli impianti fotovoltaici che si suppone rappresentino gli impianti a fonte rinnovabile delle CER, con il software di simulazione PV*SOL premium, è possibile fornire una stima della capacità produttiva per ogni cluster di comuni del territorio del Pinerolese.

Una panoramica sugli impianti fotovoltaici realizzabili modellati e sulla produzione energetica annuale stimata utilizzando il software, è riportata in Tabella 3.10.

Si sottolinea che la produzione annua stimata si riferisce al primo anno di esercizio degli impianti e non tiene conto del tasso di degradazione annuale dei moduli fotovoltaici.

I comuni per i quali non è stata completata la modellazione dei generatori fotovoltaici, prima della conclusione del presente elaborato, per mancanza di informazioni sulle superfici interessate alla loro installazione, sono stati contrassegnati in Tabella 3.10 con "*".

Nel diagramma a torta mostrato in Figura 3.16, viene illustrata la ripartizione percentuale della produzione energetica annuale tra i cluster del Pinerolese, ottenuta dalla simulazione degli impianti fotovoltaici di nuova installazione da inserire nelle CER comunali.

Tabella 3.10: Panoramica sugli impianti fotovoltaici modellati per cluster

Cluster	Comune	n° impianti PV	Potenza complessiva [kW _p]	Produzione annua [MWh]
Pianura Nord	Scalenghe	3	96	130
	Airasca	8	154	219
	Buriasco	3	126	171
	Castagnole	3	96	130
	Cercenasco	2	439	636
	None	7	324	238
	Piscina	1	14	19
	Volvera	1	640	930
Pianura Sud	Vigone	5	318	426
	Cavour	3	180	219
	Garzigliana	1	6	9
	Macello	1	94	127
	Moretta	8	463	631
	Osasco	1	74	98
	Prarostino	3	52	68
	San Secondo Villafranca	* *	* *	* *
Via Lattea	Pragelato	5	112	122
	Cesana	1	48	68
	Claviere	1	10	10
	Sauze d'Oulx	2	236	295
	Sauze di Cesana	1	17	17
	Sestriere	4	302	298
	Usseaux	3	55	64
Val Noce	Cantalupa	2	160	231
	Cumiana	*	*	*
	Frossasco	*	*	*
	Roletto	*	*	*
	San Pietro	2	42	61
Val Chisone	Inverso Pinasca	*	*	*
	Pinasca	1	179	203
Val Pellice	Torre Pellice	*	*	*
	Bobbio Pellice	*	*	*
	Bricherasio	*	*	*
	Luserna	*	*	*
Val Germanasca	Pomaretto	*	*	*
	Massello	*	*	*
	Perrero	*	*	*
	Prali	*	*	*

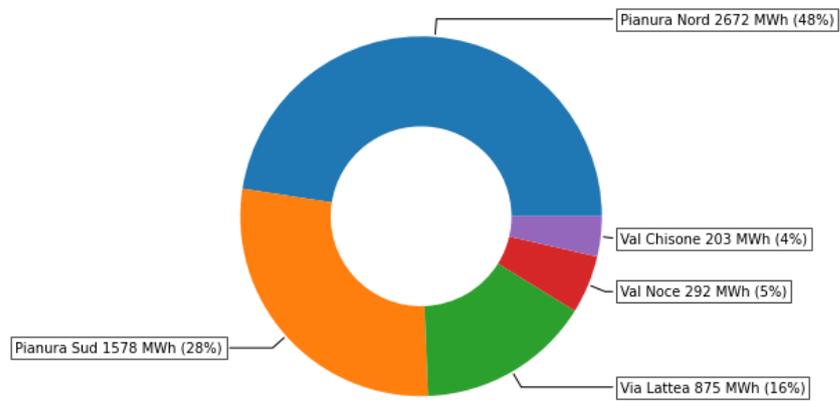


Figura 3.16: Ripartizione percentuale della produzione energetica annuale tra i cluster del Pinerolese, in base ai dati elaborati [Elaborazione propria]

Capitolo 4

RECoupled

4.1 Generalità sul tool di simulazione

Le comunità energetiche rinnovabili sono state introdotte, nel quadro normativo europeo e nazionale, come strumento abilitante per la promozione del ruolo attivo dei consumatori nell'ambito della transizione energetica. Infatti queste nuove configurazioni nascono con l'intento di incrementare la produzione e il consumo di energia da fonti rinnovabili, tramite il coinvolgimento degli utenti finali.

Per promuovere lo sviluppo di queste iniziative, come già discusso nella sezione 1.2, sono previste nella regolamentazione italiana:

- l'introduzione di incentivi economici per remunerare l'energia elettrica prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile della comunità che viene condivisa internamente alla configurazione, in modo da essere autoconsumata istantaneamente dalle utenze inserite nella CER.
- la restituzione di componenti tariffarie legate alle spese energetiche, non tecnicamente applicabili all'energia condivisa ed autoconsumata.

L'energia elettrica condivisa, oggetto della valorizzazione ed incentivazione economica, è definita all'articolo 2, comma 1, lettera q) del decreto legislativo 199/21, come il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati nella CER.

Pertanto la valutazione tecnico-economica, di queste nuove configurazioni di produttori e consumatori di energia, in accordo con quanto stabilito dai riferimenti normativi, si basa sulla determinazione dei flussi energetici orari tra le utenze della CER ed in particolare sul calcolo dell'energia condivisa.

La non programmabilità della produzione degli impianti a fonte rinnovabile, soprattutto di quelli alimentati dalla fonte solare (più adatti a rappresentare l'asset

tecnologico di queste configurazioni) e l'aleatorietà della domanda di energia da parte dei carichi elettrici, complicano la stima degli scambi energetici orari tra gli utenti di una CER.

In quest'ottica, assumono particolare importanza gli strumenti per la simulazione e l'ottimizzazione operativa di questi nuovi schemi di autoconsumo diffuso, che dovrebbero valutare le prestazioni energetiche contestualmente agli aspetti economici ed ambientali.

Un approccio metodologico per la modellazione e la valutazione delle performance delle CER, è stato elaborato dal gruppo di ricerca CADEMA dal DENERG del Politecnico di Torino ed implementato attraverso il tool di simulazione RECoupled, nel linguaggio di programmazione Python. La procedura sviluppata, per la gestione ottimale di questi nuovi sistemi energetici, deriva dal precedente tool RECOpt, disponibile sul repository pubblico GitHub, proposto in [17].

4.2 Modello della CER

Le comunità energetiche rinnovabili sono insiemi di utenze elettriche collegate alla porzione della rete elettrica di distribuzione sottesa alla medesima cabina primaria (cabina di trasformazione AT-MT), le quali possono immettere e/o prelevare energia elettrica.

Infatti ciascuna utenza, il cui punto di connessione alla rete è identificato dal codice POD, può essere caratterizzata da:

- elementi passivi, ossia i carichi elettrici che assorbono energia dalla rete;
- elementi attivi rappresentati da:
 - impianti di produzione da fonte rinnovabile, i quali immettono energia nella rete;
 - eventuali sistemi di accumulo, che prelevano energia dalla rete durante la fase di carica ed cedono energia alla rete nella fase di scarica.

La domanda di energia elettrica di tutte le utenze afferenti alla CER è soddisfatta dalla rete elettrica nazionale e dall'insieme degli impianti di produzione da fonte rinnovabile abbinati ai potenziali accumuli energetici, in possesso della comunità. Infatti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici della CER:

- può andare in parte autoconsumo fisico, verso l'utenza direttamente collegata al generatore fotovoltaico;
- in parte viene immessa nella rete elettrica nazionale, affinché i carichi elettrici della CER possano prelevarla per soddisfare i propri consumi ed in tal caso viene rilevata come energia condivisa;

- in parte può essere semplicemente immessa in rete e senza essere condivisa.

Dunque le utenze inserite nella configurazione possono condividere la sovrapproduzione dell'elettricità erogata dai generatori rinnovabili, attraverso la rete di distribuzione pubblica, nella cosiddetta modalità di *autoconsumo virtuale*.

In RECoupled la CER viene modellata come un insieme di nodi energetici che possono scambiare energia con la rete di distribuzione elettrica, in modo unidirezionale o bidirezionale a seconda delle unità presenti in ciascun nodo (ovvero i carichi elettrici, gli impianti a fonte rinnovabile e i sistemi di accumulo) [18].

In funzione di quest'ultime, possiamo distinguere fra le utenze, associate nella comunità:

1. semplici consumatori, interessati da flussi di energia con la rete solo in entrata;
2. semplici produttori, per cui abbiamo flussi di energia con la rete in uscita;
3. produttori e consumatori, o *prosumer*, caratterizzati da flussi di energia con la rete sia in entrata che in uscita.

Una rappresentazione generale della struttura della CER da riprodurre tramite il tool di simulazione, è fornita in Figura 4.1.

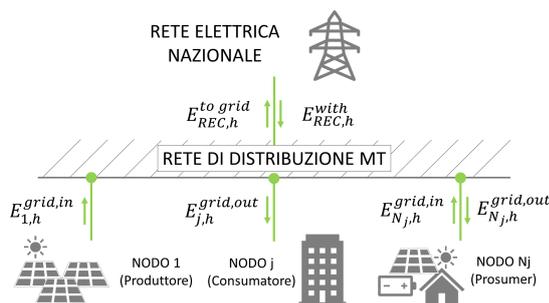


Figura 4.1: Rappresentazione generica della CER [Elaborazione propria da [18]]

4.3 Flussi energetici

Supponiamo di avere una CER in cui sono presenti più nodi energetici e dove gli impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile sono rappresentati da generatori fotovoltaici. Agli impianti di produzione alimentati dalla fonte solare potrebbero essere abbinati carichi in autoconsumo fisico, mentre per semplicità al momento non sono considerati sistemi di accumulo.

Ricordiamo che il punto di connessione alla rete di distribuzione elettrica, degli utenti afferenti alla CER, è identificato dal codice POD.

I produttori, gli eventuali *prosumer* e i consumatori puri presenti nello schema di autoconsumo diffuso, possono essere visti come degli aggregati di unità, coinvolti da flussi, con la rete elettrica nazionale, in uscita oppure in entrata.

Si possono definire le seguenti grandezze relative ai flussi energetici orari che si verificano all'interno della configurazione ipotizzata:

- energia elettrica prodotta nell'ora h :

$$E_{prod,h} = \sum_j E_{PV,h}^j \quad (4.1)$$

pari alla produzione energetica oraria totale degli impianti fotovoltaici afferenti alla CER;

- energia immessa in rete nell'ora h :

$$E_{inj,h} = \sum_j E_{grid,in,h}^j \quad (4.2)$$

pari alla somma delle immissioni orarie che si verificano attraverso i POD degli utenti associati nella CER;

- energia autoconsumata nell'ora h :

$$E_{sc,h} = E_{prod,h} - E_{inj,h} \quad (4.3)$$

corrisponde all'energia prodotta ma non immessa nella rete di distribuzione pubblica;

- energia prelevata da rete nell'ora h :

$$E_{with,h} = \sum_j E_{grid,out,h}^j \quad (4.4)$$

pari alla somma dei prelievi orari che si verificano attraverso i POD degli utenti inseriti nella CER;

- energia condivisa all'interno della CER nell'ora h (definizione da normativa):

$$E_{sh,h} = \min(E_{inj,h}, E_{with,h}) \quad (4.5)$$

- energia immessa in rete e non condivisa nell'ora h :

$$E_{to_{grid},h} = E_{nsh,h} = E_{inj,h} - E_{sh,h} \quad (4.6)$$

- energia consumata da tutte le utenze elettriche della CER nell'ora h :

$$E_{cons,h} = E_{with,h} + E_{sc,h} \quad (4.7)$$

4.4 Struttura della procedura

La topologia della CER, ovvero i nodi energetici presenti e le diverse unità comprese in ciascun nodo, vanno specificati come input della procedura, in un file di *configurazione* in formato `yaml`. Inoltre occorre associare i profili orari annui di produzione agli impianti di generazione da fonte rinnovabile ed i profili orari annui di carico alle utenze elettriche inserite nella configurazione (anche in modo aggregato). Tali profili devono essere forniti come file in formato `.csv`, in cartelle specifiche.

RECoupled utilizza i dati in input, per determinare la configurazione della CER che minimizza i costi operativi, risolvendo un problema di ottimizzazione. La procedura di ottimizzazione, implementata nel tool, esplora delle potenziali configurazioni realizzabili per la CER, che possono essere definite considerando diverse taglie di sistemi di accumulo abbinati agli impianti fotovoltaici, oppure supponendo la penetrazione di un numero crescente di utenze elettriche all'interno della CER. Per ognuna delle configurazioni individuate vengono ricavati i flussi energetici orari che si verificano per ogni utente e tra gli utenti della CER, che minimizzano i costi operativi [18]. La soluzione del problema di minimizzazione, viene compiuta adottando una tecnica di ottimizzazione lineare del tipo *Mixed Integer Linear Programming* [19] (MILP, in seguito) e si effettua soltanto su un numero limitato di giorni tipo, per ridurre i tempi di calcolo.

Infatti vengono ricavati dai profili orari annui di produzione e consumo, forniti come input alla procedura, dei profili orari in giorni tipo, che sono rappresentativi della produzione e del consumo annuale.

Dai flussi ottimizzati è possibile calcolare delle grandezze annue, come l'energia condivisa, l'energia autoconsumata, e altre quantità energetiche, inerenti agli scambi di energia che si verificano nella CER, le quali risultano essenziali per condurre l'analisi sulle prestazioni delle configurazioni individuate. Infatti quest'ultime vengono valutate e confrontate sulla base di indicatori di prestazione, Key Performance Indicators (KPI), calcolati utilizzando i valori delle grandezze energetiche annue, ottenute dalla procedura di ottimizzazione MILP.

In Figura 4.4 viene schematizzata l'architettura informatica alla base del tool di simulazione RECoupled.

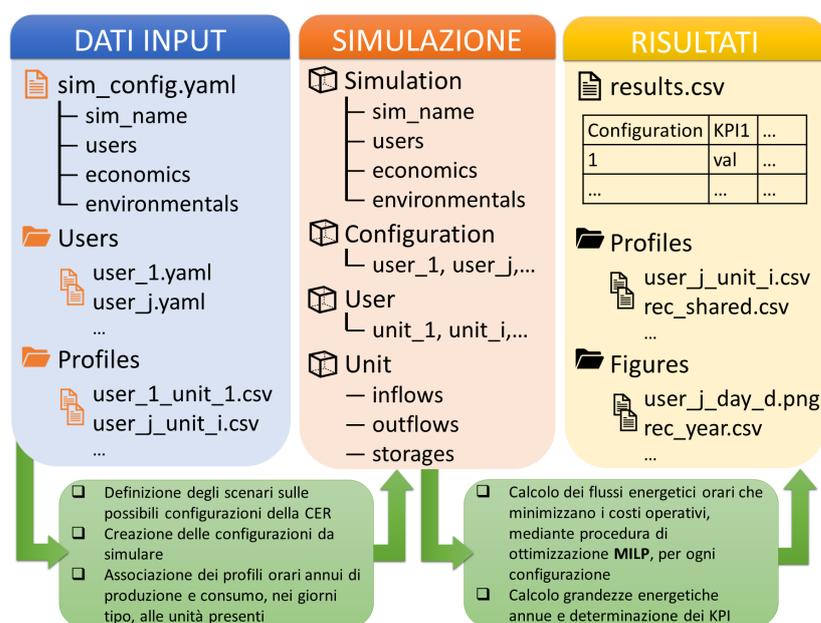


Figura 4.4: Architettura informatica del tool di simulazione RECoupled [Elaborazione propria da [18]]

4.5 Definizione degli scenari sulle configurazioni della CER

Nello studio delle CER comunali si parte da una configurazione base, in cui si suppongono presenti, soltanto impianti fotovoltaici ed utenze elettriche di proprietà del comune. Per migliorare le prestazioni della CER, in aggiunta a questa configurazione, vengono considerati diversi scenari potenzialmente implementabili. In particolare si ipotizza che:

- ad ogni impianto fotovoltaico venga abbinato un sistema di accumulo;
- possano associarsi come membri della comunità anche utenze domestiche (ossia nuclei familiari), il cui profilo orario annuo di carico è stato ricostruito considerando il profilo standard per utenze domestiche proposto dal GSE [15].

Entrambe le misure contribuiscono allo scopo primario della CER, che è quello di massimizzare il consumo istantaneo dell'energia condivisa.

I profili orari delle immissioni e dei prelievi di potenza che si verificano all'interno di una CER che non comprende accumuli energetici, sono riportati a scopo didascalico in Figura 4.5.

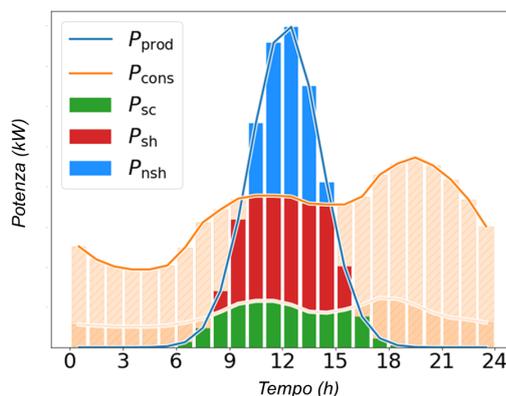


Figura 4.5: Profili orari delle immissioni e dei prelievi in una CER senza sistemi di accumulo [Fonte: Elaborazione propria]

I sistemi di accumulo, che si suppone siano rappresentati da accumulatori elettrochimici (o comunemente batterie), permettono di immagazzinare la sovrapproduzione degli impianti fotovoltaici rispetto alla richiesta di carico e di erogarla quando i generatori da fonte solare non immettono in rete, energia sufficiente per soddisfare la domanda delle utenze elettriche. Dunque i vantaggi che le batterie possono recare a supporto degli impianti di generazione distribuita, riguardano il maggiore sfruttamento e la migliore gestione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili [3]. I profili orari delle immissioni e dei prelievi di potenza che si verificano all'interno di una CER che comprende anche sistemi di accumulo, sono riportati a scopo didascalico in Figura 4.6.

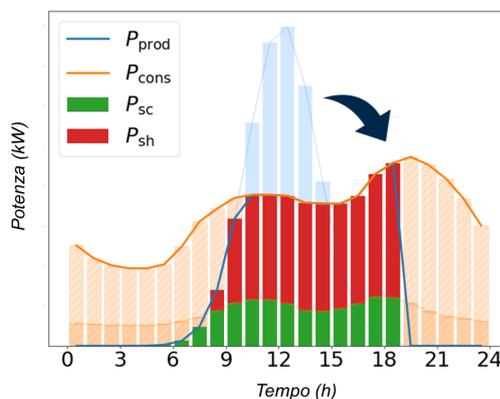


Figura 4.6: Profili orari delle immissioni e dei prelievi in una CER con accumuli energetici [Fonte: Elaborazione propria]

Appare evidente che l'adozione degli accumuli energetici consente di aumentare la quota di energia condivisa autoconsumata, in quanto viene dilatato nel tempo il

suo prelievo da parte delle utenze della CER.

Altra misura per aumentare il consumo dell'energia condivisa, oggetto della valorizzazione ed incentivazione economica con l'istituzione della CER, è quella di coinvolgere un numero crescente di utenze *virtuali*, che possono prelevare dalla rete di distribuzione pubblica la sovrapproduzione di elettricità degli impianti fotovoltaici della comunità e consumarla in modo istantaneo.

I profili orari delle immissioni e dei prelievi di potenza che si verificano all'interno di una CER con molte utenze *virtuali* sono riportati a scopo didascalico in Figura 4.7.

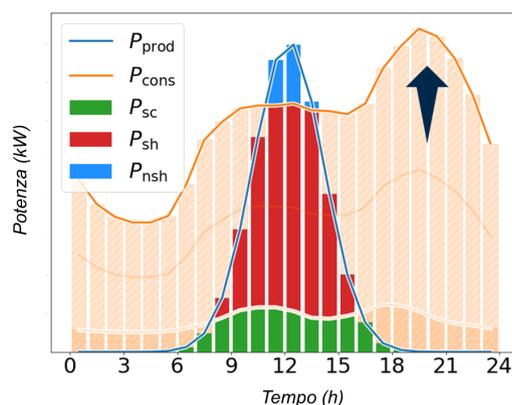


Figura 4.7: Profili orari delle immissioni e dei prelievi in una CER con molte utenze virtuali [Fonte: Elaborazione propria]

Sulla base delle considerazioni precedenti, per valutare e confrontare le prestazioni delle CER, sono stati definiti diversi scenari sulla taglia dei sistemi di accumulo abbinati agli impianti fotovoltaici e sul numero di utenze domestiche associate nella configurazione. Ogni scenario è contraddistinto da un codice.

In Tabella 4.1 sono esplicitati gli scenari individuati sulla presenza degli accumuli energetici. La taglia di ciascun sistema di accumulo inserito nella configurazione, è espressa come percentuale della potenza di picco dell'impianto fotovoltaico a cui è collegato. Gli scenari supposti sul numero di utenze domestiche che entrano a far parte della CER, sono elencati in Tabella 4.2.

Tabella 4.1: Scenari sulla presenza di sistemi di accumulo

Codice	Taglia batterie %
A	0
B	75
C	150

Tabella 4.2: Scenari sul numero di utenze domestiche

Codice	Numero utenze domestiche
1	0
2	25
3	50
4	100
5	200

4.6 Valutazione delle prestazioni della CER

Per valutare e confrontare le prestazioni delle configurazioni individuate per la CER nei vari scenari, sono stati definiti degli opportuni indici di prestazione, o *Key Performance Indicators* (KPI, in seguito). Tali indici vengono calcolati per ciascuna configurazione una volta che è stata eseguita l'ottimizzazione dei flussi energetici su base annua.

Infatti dalle quantità energetiche annue ricavate si determinano i KPI. Gli indici considerati possono essere distinti in tre gruppi:

1. energetici;
2. ambientali;
3. economici.

4.6.1 KPI energetici

Le prestazioni energetiche della configurazione attribuita alla CER sono valutate in termini di:

- indice di autoconsumo, o *Self-Consumption Index*;
- indice di autosufficienza, o *Self-Sufficiency Index*.

L'indice di autoconsumo (*SCI* in seguito) permette di valutare rispetto al consumo totale della CER, quanta energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile in possesso della comunità, viene consumata localmente, sommando l'autoconsumo fisico e l'energia condivisa. In termini percentuali, l'indice SCI può essere calcolato come:

$$SCI_{\%} = \frac{E_{sc} + E_{sh}}{E_{prod}} \times 100 \quad (4.8)$$

dove E_{sc} è l'energia autoconsumata, E_{sh} l'energia condivisa, mentre E_{prod} indica l'energia complessivamente prodotta dagli impianti fotovoltaici inseriti nella CER.

Nel caso ideale in cui risulta $SCI_{\%} = 100\%$ si ha che la somma dell'energia autoconsumata dagli utenti *prosumer* e dell'energia condivisa tra i membri della CER è pari all'energia prodotta dall'insieme degli impianti a fonte rinnovabile. In generale, si può affermare che una configurazione di CER con un basso valore dell'indice SCI , deve richiedere maggiore energia alla rete elettrica nazionale per soddisfare i propri consumi. Inoltre l'indice è influenzato dalla taglia degli impianti fotovoltaici e dei sistemi di accumulo, rispetto al carico totale della CER [20].

La domanda di energia elettrica delle utenze inserite nella CER può essere soddisfatta dall'infrastruttura rinnovabile della comunità (quindi da impianti fotovoltaici e batterie) e dalla rete di distribuzione elettrica. L'indice di autosufficienza (SSI , in seguito), permette di valutare rispetto alla produzione totale della CER quanta energia viene consumata all'interno del proprio perimetro. In termini percentuali, l'indice SSI può essere calcolato come:

$$SSI_{\%} = \frac{E_{sc} + E_{sh}}{E_{cons}} \times 100 \quad (4.9)$$

dove E_{sc} è l'energia autoconsumata, E_{sh} l'energia condivisa, mentre E_{cons} indica l'energia complessivamente consumata da tutti i carichi elettrici della CER.

Nel caso ideale in cui risulta $SSI_{\%} = 100\%$ si ha che tutta l'energia prodotta viene autoconsumata o condivisa ed è tale da coprire il fabbisogno di tutte le utenze. Se per una configurazione si ottiene un elevato valore dell'indice di autosufficienza, vuol dire che i consumi della CER sono soddisfatti in buona misura dalla generazione degli impianti a fonte rinnovabile che fanno capo alla comunità. Nel caso opposto, la domanda di elettricità viene colmata principalmente dall'energia prelevata dalla rete elettrica nazionale, la cui produzione può comprendere anche fonti fossili.

L'indice SSI è influenzato fortemente dalla presenza di sistemi di accumulo, i quali permettono di immagazzinare l'eccesso di produzione degli impianti fotovoltaici che non viene autoconsumato dai carichi, rendendolo disponibile in periodi successivi di consumo [20].

I due indici di valutazione delle prestazioni energetiche SCI e SSI , possono essere paragonati, rispettivamente, ai concetti di efficienza ed efficacia. Si vuole che gli impianti di produzione della comunità vengano utilizzati in modo efficiente, sfruttando al massimo le potenzialità di produzione rinnovabile (autoconsumo). Al tempo stesso si vuole che la comunità sia efficace, ovvero che sia in grado di soddisfare autonomamente gran parte dei suoi consumi (autosufficienza). Il caso ideale vedrebbe una CER completamente autosufficiente, in cui la somma dell'energia autoconsumata e di quella condivisa, coinciderebbe sia con il fabbisogno dei carichi che con la produzione dei generatori rinnovabili. In altri termini, entrambi gli indici di autoconsumo ed autosufficienza sarebbero pari al 100 %.

Pertanto è possibile introdurre una rappresentazione delle prestazioni energetiche della CER in un grafico dove ad ogni punto corrisponde una configurazione che

presenta determinati valori degli indici SCI e SSI , come schematizzato in Figura 4.8. La configurazione ideale, è rappresentata dall'*Utopia point*, che corrisponde al caso in cui entrambi gli indici siano uguali al 100 %, dove la CER non richiede energia alla rete elettrica nazionale, ma è sufficiente l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici e quella immagazzinata nelle batterie per soddisfare il consumo delle utenze.

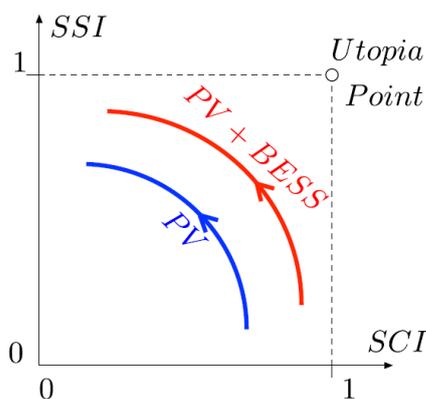


Figura 4.8: Rappresentazione dei KPI energetici [Fonte: [20]]

In tal modo è possibile misurare la "bontà" di una configurazione, dal punto di vista strettamente energetico, in base alla distanza tra il punto che la rappresenta nel grafico (SCI , SSI) e l'*Utopia point*.

Inoltre sono riportate due curve che rappresentano le tendenze degli indici al variare della taglia degli impianti di produzione da fonte rinnovabile e degli accumuli energetici. In particolare:

- se aumenta la potenza complessiva installata degli impianti fotovoltaici della CER aumenta l'autosufficienza;
- se si abbinano ai generatori di energia da fonte solare i sistemi di accumulo, aumenta sia l'autoconsumo che l'autosufficienza [20].

4.6.2 KPI ambientali

Per quantificare i benefici ambientali che conseguono all'istituzione della CER, è utile introdurre un appropriato indice di prestazione. Un'analisi di massima dei benefici ambientali può essere effettuata calcolando le emissioni di anidride carbonica CO_2 , legate al consumo di elettricità da parte delle utenze, in assenza ed in presenza del progetto di comunità energetica.

Nel primo caso il computo è relativamente semplice, in quanto è sufficiente moltiplicare il fabbisogno totale annuo delle utenze elettriche, espresso in kWh , per

il fattore di emissione di CO_2 legato al consumo di elettricità dalla rete elettrica nazionale. Dunque possiamo assumere la seguente equazione per il calcolo delle emissioni di anidride carbonica, nel caso in cui non sia presente alcun impianto di generazione da fonti rinnovabili:

$$\epsilon_{CO_2}^0 = \epsilon_{rete} \cdot E_{cons} \quad (4.10)$$

dove ϵ_{rete} è il coefficiente di emissione di CO_2 ed E_{cons} è l'energia prelevata dalla rete.

In presenza della comunità energetica è sempre necessario calcolare le emissioni legate al consumo di energia dalla rete elettrica, moltiplicando lo stesso fattore di emissione di anidride carbonica, per l'energia effettivamente prelevata dalla rete. Quest'ultima si ottiene sottraendo al fabbisogno totale, l'autoconsumo fisico e l'energia condivisa, ovvero la produzione fotovoltaica che viene consumata localmente, in modo istantaneo o attraverso gli accumuli energetici, all'interno della CER. Tuttavia, per un'analisi più completa possibile, è necessario considerare anche le emissioni di CO_2 legate alla fabbricazione dei moduli fotovoltaici e delle batterie utilizzate come sistemi di accumulo.

Pertanto le emissioni di CO_2 della CER possono essere calcolate come:

$$\epsilon_{CO_2}^{CER} = \epsilon_{rete} \cdot [E_{cons} - (E_{sc} + E_{sh})] + \left(\epsilon_{PV} \cdot E_{prod} + \frac{\epsilon_{BESS} \cdot Taglia_{BESS}}{N} \right) \quad (4.11)$$

in cui ϵ_{PV} e ϵ_{BESS} sono i fattori di emissione di CO_2 legati alla produzione e allo smaltimento, rispettivamente, dei moduli fotovoltaici e delle batterie elettrochimiche, N sono gli anni di vita utile del sistema di accumulo.

Si noti che la stessa equazione può essere utilizzata per calcolare le emissioni di anidride carbonica in assenza dell'iniziativa della CER, ponendo l'autoconsumo fisico e l'energia condivisa pari a 0, così come l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e la taglia del sistema di accumulo.

Inoltre nel calcolo sono omesse le emissioni risparmiate (negative) legate alla produzione di energia elettrica evitata grazie all'immissione in rete dell'energia rinnovabile prodotta localmente, che non va in autoconsumo fisico e che non viene condivisa. Tali emissioni sono state poste pari a 0 perchè l'analisi è incentrata sul consumo locale.

I coefficienti di emissione introdotti sono espressi in $kgCO_2/kWh$. ϵ_{rete} e ϵ_{PV} fanno riferimento all'energia consumata/prodotta, mentre ϵ_{BESS} fa riferimento alla taglia del sistema di accumulo. I valori dei fattori considerati, possono essere rintracciati in letteratura. Nel presente studio sono stati considerati i valori riportati nella Tabella 4.3.

Tabella 4.3: Fattori di emissione di CO_2 utilizzati nell'analisi dei benefici ambientali

Coefficiente di emissione	Valore [kgCO ₂ /kWh]
ε_{rete} ¹	0.276
ε_{PV} ²	0.050
ε_{BESS} ³	175 ⁴

Sì può infine calcolare un indicatore delle prestazioni ambientali della CER, che permette di valutare la riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica, rispetto al caso in cui non esiste il progetto di comunità energetica. In termini percentuali l'indice può essere calcolato secondo l'espressione seguente:

$$\Delta CO_{2\%} = \frac{\epsilon_{CO_2}^0 - \epsilon_{CO_2}^{CER}}{\epsilon_{CO_2}^0} \times 100 \quad (4.12)$$

L'indicatore è pari a 0 in assenza dell'iniziativa di comunità ed arriva al 100% nel caso ideale in cui si annullano tutte le emissioni di CO_2 . A causa delle emissioni legate al ciclo di vita dell'impianto a fonte rinnovabile e del sistema di accumulo, pur raggiungendo un autosufficienza del 100% le emissioni, non diventano nulle, come si può evincere da (4.11).

4.6.3 KPI economici

Le comunità energetiche rinnovabili sono state introdotte con l'intento di privilegiare i benefici per i propri membri e per le comunità locali ai profitti finanziari. Tuttavia i ritorni economici, anche se non rappresentano la finalità primaria delle CER, non sono trascurabili. Dunque per riuscire ad effettuare una valutazione economica legata all'implementazione di queste iniziative è opportuno introdurre degli appropriati indicatori.

Per quanto riguarda l'analisi dei benefici economici, va sottolineato che data la presente situazione storica in cui gli incentivi per le CER non sono stati ancora aggiornati in modo definitivo dal decreto ministeriale del MASE, atteso per la rivisitazione dell'incentivazione economica degli schemi di autoconsumo diffuso, le valutazioni economiche che verranno presentate fanno riferimento alle disposizioni indicate dal Decreto Attuativo del MISE del 16 settembre 2020.

¹Tratto da [20]

²Tratto da [21]

³Tratto da [20]

⁴Riferito alla taglia del sistema, non al consumo o alla produzione energetica

Inoltre i parametri economici che saranno introdotti fanno riferimento ai prezzi dell'energia elettrica del 2019, per evitare il periodo di crisi dei prezzi energetici avvenuta nel 2021 e 2022.

Nell'analisi economica condotta attraverso il tool di simulazione RECoupled, sono state calcolate le uscite economiche legate alla realizzazione e manutenzione dell'infrastruttura rinnovabile della comunità, oltre che alle spese per l'acquisto della materia energia e le entrate legate al regime di valorizzazione ed incentivazione, relativo alla fase transitoria.

Le uscite economiche sono state suddivise in:

- spese del capitale, indicate con l'acronimo CAPEX (dall'inglese *Capital Expenditure*);
- costi operativi, indicati come OPEX (dall'inglese *Operative Cost*).
- spesa per l'acquisto dell'energia elettrica dalla rete nazionale.

Le spese del capitale riguardano l'acquisto degli asset tecnologici della CER, ovvero:

1. tutti i componenti degli impianti fotovoltaici, scelti per rappresentare i generatori di energia elettrica da fonte rinnovabile della comunità;
2. gli accumulatori elettrochimici, considerati come potenziali sistemi di accumulo.

I costi operativi sono legati alla manutenzione annuale dell'infrastruttura rinnovabile che fa capo alla CER.

Le spese correlate all'installazione e all'esercizio degli impianti fotovoltaici, sono state calcolate in funzione della taglia dei sistemi di produzione di energia elettrica dalla fonte solare. In particolare per il calcolo delle spese d'acquisto è stata adottata la seguente equazione:

$$CAPEX_{PV} = c_{PV} \cdot P_{PV} \quad (4.13)$$

dove P_{PV} indica la taglia del generatore fotovoltaico espressa in kW_p , mentre c_{PV} rappresenta il coefficiente di costo per unità di potenza legato alla realizzazione dell'impianto.

I costi operativi comprendono le spese dovute alla manutenzione annuale dei generatori fotovoltaici ed i costi annui di assicurazione. In modo analogo alle spese del capitale, per il loro calcolo viene utilizzata l'equazione:

$$OPEX_{PV} = c'_{PV} \cdot P_{PV} + c''_{PV} \cdot P_{PV} \quad (4.14)$$

dove c'_{PV} e c''_{PV} sono i coefficienti annui di costo, rispettivamente associati alla manutenzione e all'assicurazione degli impianti fotovoltaici.

I valori attribuiti ai coefficienti di costo definiti per il calcolo delle spese del capitale e dei costi operativi dei generatori fotovoltaici, in relazione alla loro potenza, sono riportati in Tabella 4.4 ⁵.

Tabella 4.4: Coefficienti di costo per calcolare le spese dovute alla realizzazione e all'esercizio degli impianti fotovoltaici della CER

Coefficiente	Unità di misura	Valore	Taglia impianto
c_{PV}	€/kW _p	1900	$P_{PV} < 20kW_p$
		1750	$20kW_p \leq P_{PV} < 50kW_p$
		1110	$50kW_p \leq P_{PV} < 200kW_p$
		750	$200kW_p \leq P_{PV} < 1000kW_p$
c'_{PV}	€/anno	550	$P_{PV} < 20kW_p$
		1750	$20kW_p \leq P_{PV} < 500kW_p$
		3000	$500kW_p \leq P_{PV} < 1000kW_p$
c''_{PV}	€/anno	650	$P_{PV} < 20kW_p$
		1250	$20kW_p \leq P_{PV} < 50kW_p$
		1500	$50kW_p \leq P_{PV} < 200kW_p$
		5000	$200kW_p \leq P_{PV} < 1000kW_p$

Le spese, invece, legate all'acquisto ed alla manutenzione dei sistemi di accumulo, sono state calcolate considerando dei coefficienti di costo fissi, non variabili secondo la taglia del sistema, come sopra esposto per gli impianti fotovoltaici. Le equazioni considerate per il calcolo delle spese del capitale e dei costi operativi sono analoghe e risultano:

$$CAPEX_{BESS} = c_{BESS} \cdot E_{BESS} \quad (4.15)$$

$$OPEX_{BESS} = c'_{BESS} \cdot E_{BESS} \quad (4.16)$$

dove E_{BESS} indica la taglia del sistema di accumulo espressa in kWh, mentre c_{BESS} e c'_{BESS} rappresentano i coefficienti di costo applicati per il calcolo, rispettivamente, delle spese d'acquisto e dei costi annui di manutenzione. I valori assunti di tali coefficienti sono riportati in Tabella 4.5 ⁶.

⁵Forniti da ACEA Pinerolese Industriale Spa

⁶Forniti da ACEA Pinerolese Industriale Spa

Tabella 4.5: Coefficienti di costo per calcolare le spese dovute all'acquisto e all'esercizio degli accumuli energetici della CER

Coefficiente	Unità di misura	Valore
c_{BESS}	€/kWh	833
c'_{BESS}	€/kWh/anno	20

Sono stati esclusi eventuali costi sulla gestione operativa della CER. Inoltre non sono stati previsti meccanismi di detrazione economica legati all'installazione degli impianti fotovoltaici.

Oltre alle spese attinenti all'acquisto degli asset tecnologici e alla loro manutenzione, restano le spese legate alla fornitura di energia elettrica dalla rete nazionale. La spesa annua per l'acquisto di energia elettrica della CER, può essere calcolata adottando l'equazione:

$$S_{el,with} = c_{el,with} \cdot E_{with} \quad (4.17)$$

dove E_{with} è l'energia prelevata dalla rete e consumata annualmente dalle utenze associate nella CER e $c_{el,with}$ è il prezzo al kWh dell'energia elettrica acquistata da rete, assunto pari a 0.25 euro/kWh⁷.

Le entrate economiche della CER, invece, sono costituite da:

- l'incentivo sull'energia condivisa, corrisposto dal GSE;
- il rimborso delle componenti variabili delle spese di trasporto e distribuzione dell'energia, non applicabili all'energia elettrica condivisa ed autoconsumata all'interno della configurazione;
- la vendita dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti a fonte rinnovabile della comunità.

Il ricavo annuo correlato alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa può essere calcolato come:

$$R_{el,sh} = c_{el,sh} \cdot E_{sh} \quad (4.18)$$

dove E_{sh} è l'energia condivisa dalle utenze elettriche inserite nella CER e $c_{el,sh}$ è coefficiente di costo per il calcolo dell'entrata economica legata alla somma dell'incentivo e del rimborso delle componenti sulla spesa elettrica.

Invece il ricavo annuo che consegue alla vendita dell'energia alla rete elettrica nazionale, si può stimare adottando l'equazione:

$$R_{el,inj}^* = c_{el,inj} \cdot E_{inj} \quad (4.19)$$

⁷Ipotesi ATSCEP - ACEA Industriale Spa

dove E_{inj} è l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti fotovoltaici della CER e $c_{el,inj}$ è coefficiente di costo per il calcolo dell'entrata economica legata alla vendita di energia alla rete nazionale.

Nel caso dell'energia rinnovabile prodotta e ceduta alla rete è stata considerata anche una tassazione sulla vendita, più l'IVA. In definitiva l'entrata economica relativa alla vendita dell'energia alla rete nazionale risulta:

$$R_{el,inj} = c_{tax,vat} \cdot R_{el,inj}^* \quad (4.20)$$

In Tabella 4.6 sono riportati i valori dei coefficienti di costo, legati alle entrate economiche sopra esposte.

Tabella 4.6: Coefficienti di costo utilizzati per il calcolo delle entrate economiche

Coefficiente	Valore	Unità di misura
$c_{el,sh}$ ⁸	0.12	€/kWh
$c_{el,inj}$ ⁹	0.2	€/kWh
$c_{tax,vat}$ ¹⁰	0.13	€/kWh

La valutazione di costi ed entrate ha permesso il calcolo di una serie di KPI economici. In particolare attraverso il metodo dei flussi di cassa attualizzati (*Discontinued Cashflows*), sono stati calcolati i classici indici di valutazione degli investimenti, quali:

- il valore attuale netto, indicato con l'acronimo NPV (dall'inglese *Net Present Value*);
- il tasso di rendimento interno, o IRR (da *Internal Rate of Return*);
- il tempo di ritorno dell'investimento, indicato come PBT (da *Pay-Back Time*);
- il risparmio percentuale in bolletta, oppure PCR (da *Percentage Cost Reduction*).

Nel calcolo degli indicatori economici non sono state fatte ipotesi sul *business model* adottato, pertanto tutti i costi ed i ricavi sono stati attribuiti alla CER, considerata come unico soggetto interessato, compreso anche l'investimento iniziale.

⁸Ottenuto considerando la somma dell'incentivo e del rimborso delle componenti $TRAS_E$ e $BTAU$

⁹Ipotesi ATSCEP - ACEA Industriale Spa

¹⁰Considerando una tassazione sulla vendita pari al 27.9%, più l'IVA al 22% [20]

Dunque per il calcolo dei flussi di cassa annuali (dell' i -esimo anno), indicati come CF_i , è stata adottata la seguente equazione:

$$CF_i = \begin{cases} -CAPEX & \text{se } t = 0 \\ -OPEX_t - S_t + R_t + S_t^0 & \text{se } t = 1, \dots, n \end{cases} \quad (4.21)$$

dove:

- la variabile temporale t indica l'anno di riferimento, mentre n è la durata in anni dell'investimento, posta pari a 20 anni;
- $CAPEX$ sono i costi capitali totali legati all'acquisto degli impianti fotovoltaici e dei sistemi di accumulo della CER;
- $OPEX_t$ sono i costi operativi della CER, nell'anno t ;
- S_t sono le spese della CER, nell'anno t ;
- R_t sono i ricavi della CER, nell'anno t ;
- S_t^0 sono le spese per tutto il consumo di energia elettrica delle utenze della CER nell'anno t , nel *caso base* in assenza della comunità energetica, calcolabili come:

$$S_{el,with,t} = c_{el,with} \cdot E_{cons,t} \quad (4.22)$$

Il calcolo dell'indice NPV è avvenuto secondo la seguente equazione:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \left(CF_i * \frac{1}{(1 * r)^i} \right) \quad (4.23)$$

dove r è il tasso di sconto dell'investimento, assunto pari al 4 %.

L'indice IRR e il PBT rappresentano per definizione, rispettivamente il tasso di sconto r ed il numero di anni n per cui l'indice NPV assume valore nullo, condizione in cui si recupera l'investimento iniziale.

Pertanto tali indici possono essere ottenuti calcolando separatamente r ed n , per i quali si verifica la condizione:

$$\sum_{i=0}^n \left(CF_i * \frac{1}{(1 * r)^i} \right) = 0 \quad (4.24)$$

Infine è possibile calcolare l'indice PCR, il quale permette di valutare la riduzione percentuale dei costi, legata alla differenza tra la spesa annua totale in presenza del progetto di comunità e quella nel *caso base*. Per quanto riguarda il primo

caso, la spesa annuale è calcolata come media degli n anni di investimento (senza attualizzazione), ovvero:

$$S^{CER} = \frac{CAPEX}{n} + \sum_{t=1}^n OPEX_t + S_t - R_t = \sum_{t=1}^n - (CF_t - S_t^0) \quad (4.25)$$

Mentre in assenza della CER la spesa annuale come media degli n anni di investimento può essere calcolata considerando l'equazione:

$$S^0 = \sum_{t=1}^n S_t^0 \quad (4.26)$$

In definitiva l'indice PCR può essere calcolato come:

$$PCR = \frac{S^0 - S^{CER}}{S^0} \quad (4.27)$$

Capitolo 5

Risultati preliminari

5.1 CER nel comune di Scalenghe

Si considera la costituzione di una comunità energetica rinnovabile nel comune di Scalenghe, situato in provincia di Torino. Il comune si trova ad un'altitudine media di 262 m.s.l.m., presenta un'estensione di 31,68 km^2 ed una popolazione di 3260 abitanti (al 01/01/2022) [22].

La scelta dei carichi elettrici da inserire nella CER è ricaduta su una serie di utenze tra quelle indicate dall'amministrazione comunale, per le quali si conoscono i valori di consumo mensile di energia elettrica, suddiviso in fasce orarie, per un anno di riferimento. Nella Tabella 5.1 viene indicato il numero delle utenze che sono state selezionate, dopo aver effettuato l'analisi incrociata della lista dei POD comunali e dei dati forniti sui consumi elettrici mensili riportati nelle bollette, in modo differenziato per il tipo, ovvero "bta" se si tratta di utenze elettriche municipali (non domestiche) e "ip" in caso di utenze di illuminazione pubblica.

Tabella 5.1: Panoramica sulle utenze comunali indicate dal comune di Scalenghe

Tipologia utenza utenza	n° utenze indicate	n° utenze selezionate	n° utenze escluse	Consumo annuo annuo [MWh]
bta	20	17	3	132,36
ip	23	16	7	23,03
Totale utenze	43	33	10	155,39

Per le utenze escluse i dati di consumo, ripartiti nelle fasce orarie che sono stati condivisi, presentavano valori nulli oppure dati incompleti su base annua.

Le utenze elettriche comunali considerate come potenziali membri della CER comunale sono elencate nella Tabella 5.2, dove viene riportato anche il consumo

annuo estraibile dai dati delle bollette, espresso in *kWh*.

Tabella 5.2: Utenze comunali individuate come potenziali membri della CER

Utenza	Tipo	Potenza contrattuale [kW]	Consumo annuo [kWh]
Municipio	bta	10	11198
Scuola materna	bta	10	18310
Scuola elementare 1	bta	15	30836
Scuola media	bta	15	12562
Scuola elementare 2	bta	4,5	9184
Campo sportivo	bta	15	3350
Bocciodromo	bta	15	28429
Salone polivalente	bta	10	8607
Centro anziani	bta	3	914
Magazzino	bta	3	2284
Altre utenze	bta	-	6688
Illuminazione pubblica	ip	-	23027
Totale utenze			155389

Nel diagramma a torta riportato in Figura 5.1 è mostrata, invece, la ripartizione percentuale del consumo annuale di energia elettrica fra le utenze selezionate per il comune di Scalenghe.

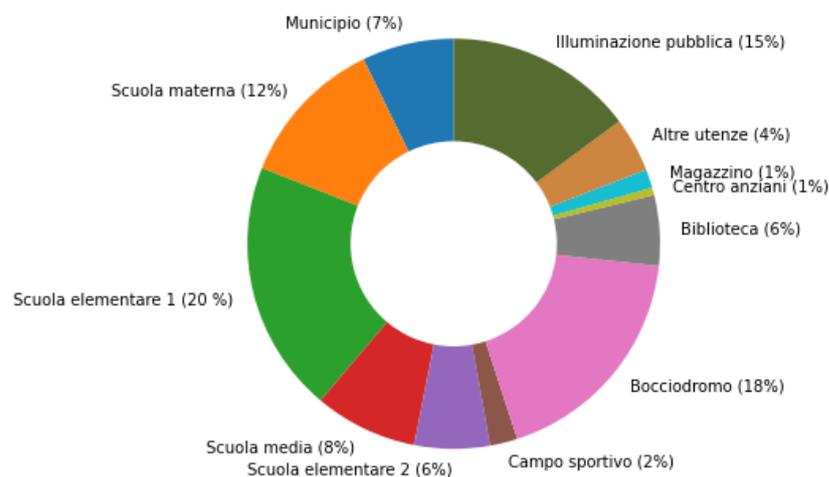


Figura 5.1: Ripartizione del consumo annuo tra le utenze elettriche selezionate [Elaborazione propria]

5.1.1 Panoramica sui consumi mensili di energia elettrica

I valori mensili del consumo totale di energia elettrica delle utenze comunali considerate come carichi della CER, per un anno di riferimento, sono stati ricavanti da un opportuno modulo implementato in `Python`, con cui è possibile elaborare i dati delle bollette. Inoltre è stata determinata la ripartizione del consumo elettrico mensile nelle fasce orarie definite dall'ARERA. I valori ottenuti vengono riassunti nella Tabella 5.3.

Tabella 5.3: Consumi mensili di energia elettrica delle utenze comunali selezionate come potenziali membri della CER

Mese	TOT [kWh]	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]	F1 %	F2 %	F3 %
Gennaio	18706	7960	4428	6318	43	24	33
Febbraio	16288	6741	4068	5479	41	25	34
Marzo	14093	5388	3653	5052	38	26	36
Aprile	12194	4713	2921	4560	39	24	37
Maggio	11596	4818	2545	4233	42	22	36
Giugno	10500	3691	2769	4040	35	26	39
Luglio	10380	3344	2828	4208	32	27	41
Agosto	8448	2468	2257	3723	29	27	44
Settembre	9956	3536	2698	3722	36	27	37
Ottobre	14019	5546	3673	4800	40	26	34
Novembre	13656	6049	3401	4206	44	25	31
Dicembre	15553	6251	3573	5729	40	23	37
Anno	155389	60505	38814	56070	39	25	36

In Figura 5.2 sono mostrati i consumi mensili totali delle utenze elettriche inserite nella CER comunale, con la relativa suddivisione nelle fasce di consumo F1, F2 ed F3. Mentre in Figura 5.3 è illustrata la ripartizione percentuale dei consumi mensili nelle fasce orarie.

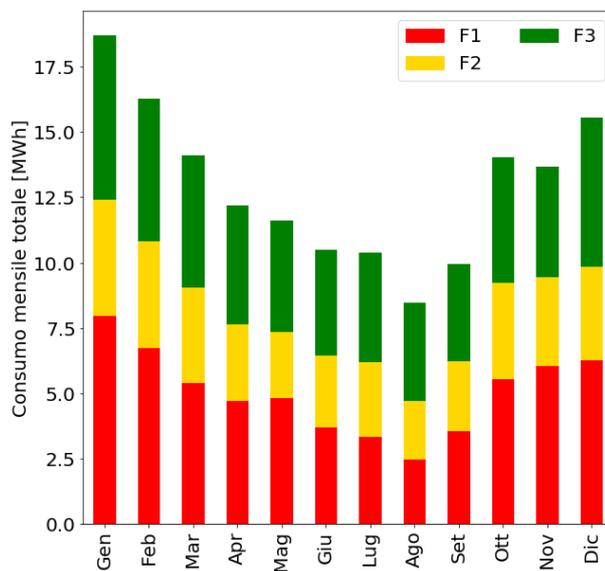


Figura 5.2: Consumo mensile delle utenze comunali selezionate [Elaborazione propria]

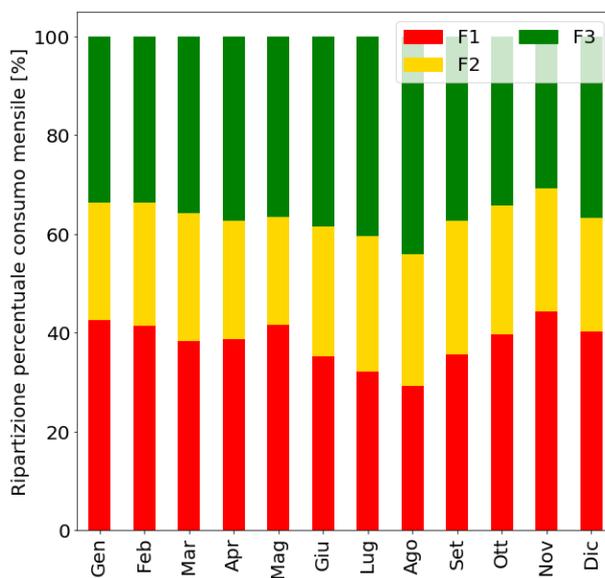


Figura 5.3: Ripartizione percentuale del consumo mensile nelle fasce orarie di consumo [Elaborazione propria]

5.1.2 Impianti fotovoltaici

Le informazioni raccolte sulle superfici in disponibilità del comune di Scalenghe sulle quali ipotizzare la realizzazione dei nuovi impianti fotovoltaici da inserire nella CER, sono riportate nella Tabella 5.4.

Tabella 5.4: Dati raccolti sulle superfici in disponibilità del comune di Scalenghe per realizzare gli impianti fotovoltaici.

Descrizione edificio	Tipologia tetto	Area [m ²]	Esposizione	Coordinate
Palestra scuola media	Tetto a falde	145	sud-est-ovest	(44.8956, 7.4895)
Biblioteca	Tetto a falde	135	sud	(44.8957, 7.4874)
Cimitero	Tetti a falde	203	sud-est-ovest	(44.8904, 7.4867)

A partire dalla collocazione geografica e dalle caratteristiche di estensione ed orientamento dei tetti degli edifici indicati dal comune, gli impianti fotovoltaici sono stati modellati attraverso il software di simulazione PV*SOL premium, seguendo i passaggi illustrati nella sezione 3.5.

Le caratteristiche principali degli impianti riprodotti e i valori ottenuti sulla produttività energetica annua stimata dal software, sono sintetizzate nella Tabella 5.5.

Tabella 5.5: Dati principali degli impianti fotovoltaici modellati con PV*SOL premium.

Dati	Unità di misura	Impianto PV Palestra	Impianto PV Biblioteca	Impianto PV Cimitero
Tipo Installazione		Su tetto	Su tetto	Su tetto
Potenza di picco moduli	[W _p]	400	400	400
Numero moduli		80	55	104
Numero inverter		1	1	4
Potenza di picco	[kW _p]	32	22	41,6
Rendita annua	[kWh/kW _p]	1325	1489	1252
Energia annua	[kWh]	42414	32773	52134
Performance Ratio	[%]	89	88	88

La modellazione tridimensionale degli edifici indicati dal comune di Scalenghe, a partire dall'individuazione dei tetti e la disposizione dei moduli fotovoltaici, viene mostrata rispettivamente per la palestra della scuola media, la biblioteca comunale e i loculi del cimitero, nelle Figure 5.4, 5.5 e 5.6.

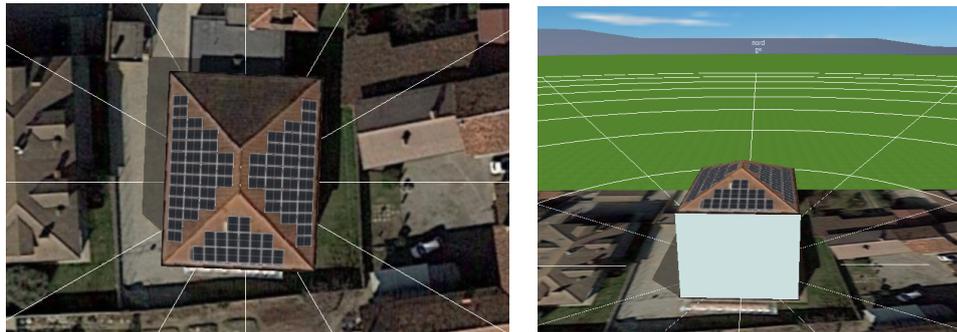


Figura 5.4: Riproduzione dell'impianto PV realizzabile sulla palestra [Fonte: software PV*SOL premium]

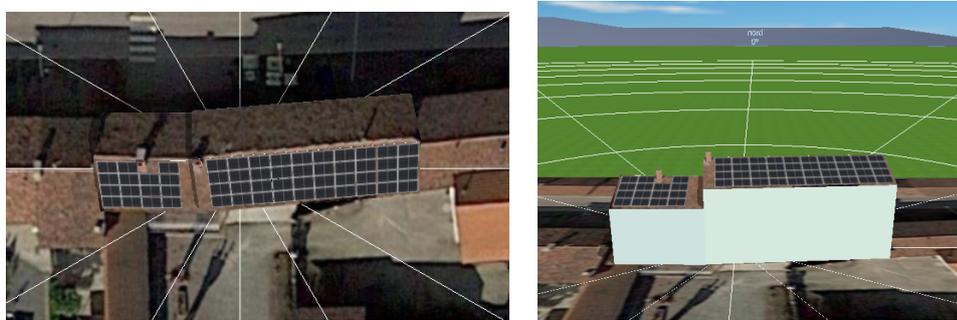


Figura 5.5: Riproduzione dell'impianto PV realizzabile sulla biblioteca [Fonte: software PV*SOL premium]

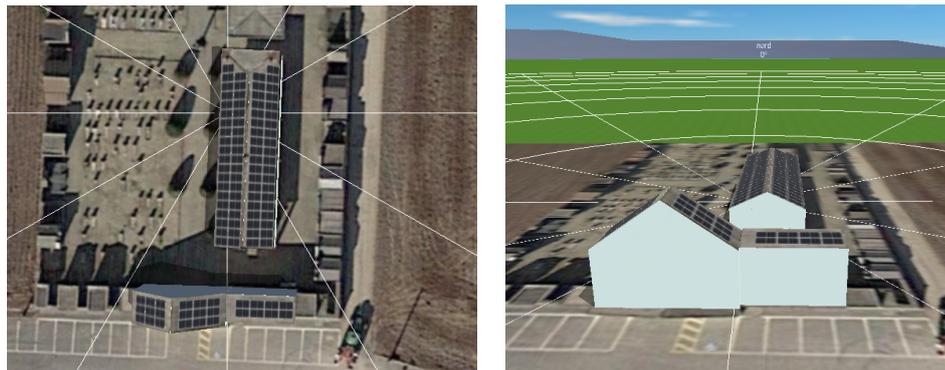


Figura 5.6: Riproduzione dell'impianto PV realizzabile sui loculi del cimitero [Fonte: software PV*SOL premium]

5.1.3 Produzione mensile ed annuale

Dalle simulazioni effettuate con il software PV*SOL premium emerge che:

- la potenza complessiva degli impianti fotovoltaici, che si suppone rappresentino i generatori di energia rinnovabile della CER comunale, è di 95.6 kW_p ;
- la produzione energetica annuale stimata dal software, nel primo anno di funzionamento degli impianti è di 127.32 MWh .

In Tabella 5.6 è riassunta la ripartizione mensile dell'immissione di energia in rete dai generatori fotovoltaici modellati.

Tabella 5.6: Produzione mensile di energia elettrica degli impianti fotovoltaici comunali realizzabili

Mese	Impianto PV Palestra [kWh]	Impianto PV Biblioteca [kWh]	Impianto PV Cimitero [kWh]	Totale [kWh]
Gennaio	1977	1951	2247	6175
Febbraio	1274	1003	1576	3853
Marzo	3601	3002	4355	10957
Aprile	4585	3468	5676	13729
Maggio	5537	3988	6921	16446
Giugno	5578	3817	7062	16457
Luglio	5665	3982	7146	16794
Agosto	4900	3591	6102	14593
Settembre	3875	3084	4732	11691
Ottobre	2568	2224	3059	7851
Novembre	1373	1239	1591	4203
Dicembre	1480	1424	1667	4571
Anno	42414	32773	52133	127320

Il diagramma a barre riportato in figura 3.12 illustra, invece, la produzione mensile totale dei potenziali impianti di produzione di energia elettrica dalla fonte solare, di nuova installazione da inserire nella CER comunale.

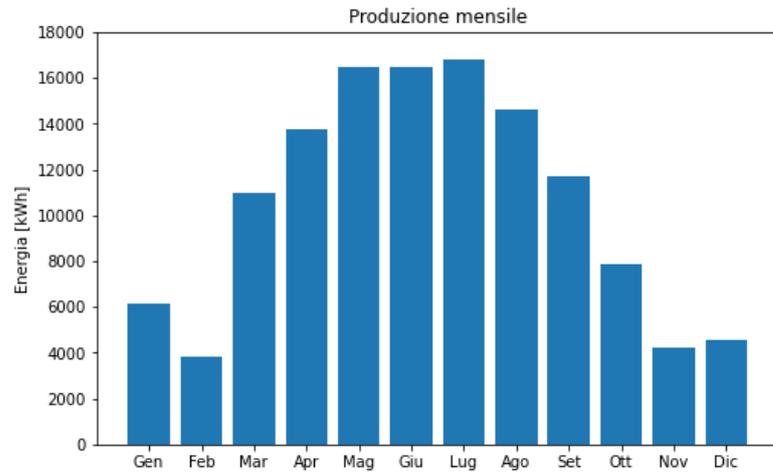


Figura 5.7: Produzione mensile degli impianti fotovoltaici della CER comunale [Elaborazione propria]

Nella Figura 5.8 è riportato il profilo orario annuo dell'energia immessa dagli impianti fotovoltaici nella rete di distribuzione elettrica, in cui si inserisce la CER comunale.

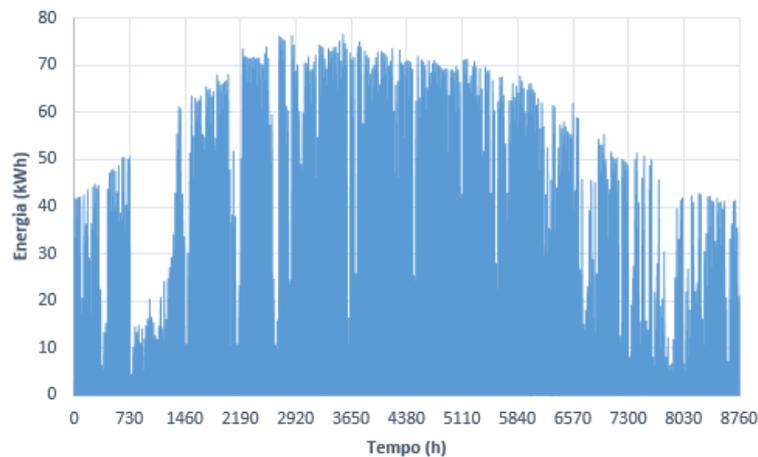


Figura 5.8: Profilo annuo di produzione degli impianti fotovoltaici della CER comunale [Elaborazione propria]

Invece in Figura 5.9 è illustrato l'incrocio orario annuo tra la produzione dei generatori fotovoltaici e la domanda di energia elettrica delle utenze inserite nella configurazione.

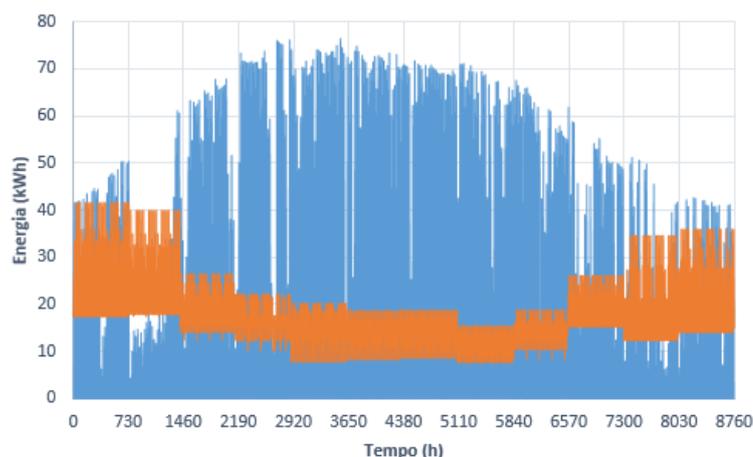


Figura 5.9: Incrocio orario annuo tra la produzione degli impianti fotovoltaici e i prelievi delle utenze elettriche comunali [Elaborazione propria]

5.2 Valutazione della CER

Ottenuti i profili orari annui di carico di tutte le utenze elettriche selezionate come potenziali membri della CER ed i profili orari annui di produzione degli impianti fotovoltaici in possesso della comunità, è possibile procedere con l'utilizzo del tool di simulazione RECoupled per la valutazione tecnico-economica della CER.

Nello studio della CER comunale si parte da una configurazione base in cui rientrano soltanto gli impianti fotovoltaici e le utenze elettriche di proprietà del comune. Tale configurazione non rappresenta la soluzione "ottimale" per la CER, ciò appare subito evidente dall'incrocio orario tra la produzione e il consumo, riportato in Figura 5.9, in cui è possibile notare che i generatori fotovoltaici comunali producono tipicamente (soprattutto nei mesi estivi) più energia di quanto le utenze comunali richiedono. Di conseguenza molta energia viene riversata in rete senza essere condivisa, all'interno della CER. In questa situazione si dovrebbero realizzare impianti di produzione dimensionati sul reale carico, rinunciando però alla capacità produttiva delle superfici in disponibilità del comune.

Pertanto, con l'intento di individuare soluzioni alternative per migliorare le prestazioni della CER, sono stati definiti degli scenari alternativi alla configurazione base, in cui:

- vengono utilizzati anche accumuli energetici;
- si aumentano i carichi, considerando l'allargamento della CER comunale a utenze domestiche.

Gli scenari analizzati per la CER sono già stati descritti al paragrafo 4.5 ed elencati nelle Tabelle 4.1 e 4.2. In particolare sono stati distinti:

- scenari A, B, C con taglie crescenti di accumulo;
- scenari 1, 2, 3, 4, 5 a crescente numero di utenze domestiche inserite nella CER.

Lo scopo della valutazione della CER infatti, non è prioritariamente quello di individuare un'unica configurazione "ottimale", ma piuttosto fornire una panoramica sulle prestazioni ottenibili in diverse casistiche, in modo da sfruttare il totale della potenza rinnovabile installabile stimata.

5.2.1 KPI energetici negli scenari

La variazione dell'energia condivisa annualmente all'interno della CER realizzabile nel comune di Scalenghe, nei diversi scenari supposti, ottenuta dal tool di simulazione RECoupled è mostrata in Figura 5.10

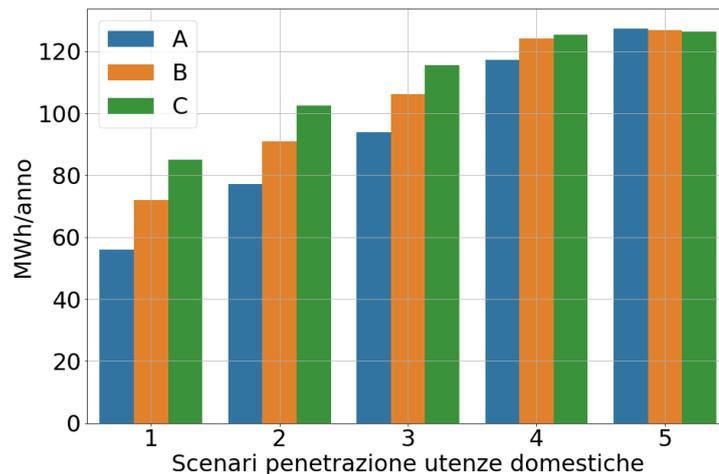


Figura 5.10: Energia condivisa annuale in funzione dei diversi scenari di accumulo e di aumento delle famiglie collegate alla CER [Ottenuto tramite RECoupled]

Gli andamenti degli indici di autoconsumo (SCI) ed autosufficienza (SSI) ottenuti dal tool negli scenari, partendo dal caso base A1 ed aumentando la capacità di accumulo installata (scenari B e C) e il numero di utenze domestiche coinvolte (scenari da 2 a 5) sono riportati in Figura 5.11.

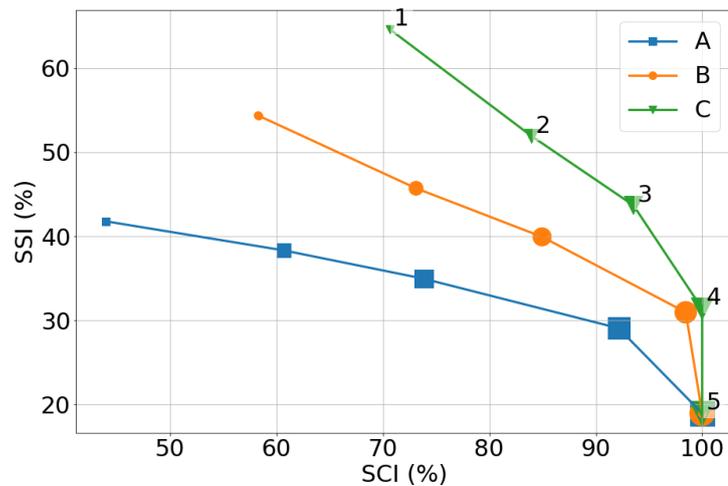


Figura 5.11: Andamento degli indici SCI e SSI , in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]

Risulta evidente che l'indice di autoconsumo varia tra un minimo pari al 44% (scenario A1) ed un massimo del 100% (raggiunto negli scenari A5, B5, C4, C5), mentre l'indice di autosufficienza presenta un valore minimo pari al 19% (ottenuto negli scenari A5, B5, C5) ed un valore massimo pari al 65% (scenario C1).

Dunque è possibile constatare che l'utilizzo degli accumuli energetici permette di aumentare entrambi gli indici energetici SCI ed SSI , a parità di potenza rinnovabile installata e di carico elettrico. I sistemi di accumulo, infatti, incrementano l'autoconsumo locale in quanto consentono di immagazzinare l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, che andrebbe immessa in rete senza essere prelevata da carichi della configurazione (ossia il surplus di produzione), per utilizzarla nelle ore in cui i generatori non producono, ad esempio quelle serali. In tal modo è possibile, ad esempio, alimentare le utenze di illuminazione pubblica, i cui prelievi di energia si concentrano nelle ore serali e notturne (come si nota dal profilo standard riportato in Figura 3.3), aumentando di fatto anche l'autosufficienza della CER.

Negli scenari in cui aumenta la penetrazione delle utenze domestiche nella CER, si aumenta il consumo nelle ore di produzione degli impianti fotovoltaici, conseguentemente si aumenta l'indice di autoconsumo. Invece l'autosufficienza diminuisce perchè il carico complessivo aumenta notevolmente.

In Tabella 5.7 sono riportati per completezza le grandezze principali, utili per la valutazione delle prestazioni energetiche annue delle configurazioni individuate per la CER, nei diversi scenari ipotizzati.

Tabella 5.7: Prestazioni energetiche della CER nei diversi scenari

Scenario	Consumo [MWh/anno]	Produzione [MWh/anno]	Energia condivisa [MWh/anno]	SCI [%]	SSI [%]
A1	134.2	127.3	56.03	44	42
A2	201.7	127.3	77.24	61	38
A3	269.7	127.3	94	74	35
A4	404.2	127.3	117.3	92	29
A5	674.2	127.3	127.3	100	19
B1	136.5	127.3	71.89	58	54
B2	203.8	127.3	91.05	73	46
B3	271.1	127.3	106.3	85	40
B4	405.5	127.3	124.1	98	31
B5	674.7	127.3	126.8	100	19
C1	139.3	127.3	84.93	71	65
C2	206.1	127.3	102.6	84	52
C3	272.9	127.3	115.5	94	44
C4	406.2	127.3	125.4	100	31
C5	675.2	127.3	126.3	100	19

5.2.2 KPI ambientali negli scenari

In Figura 5.12 sono riportati i risultati dell'analisi dei benefici ambientali della CER, ottenuti dal tool di simulazione RECoupled.

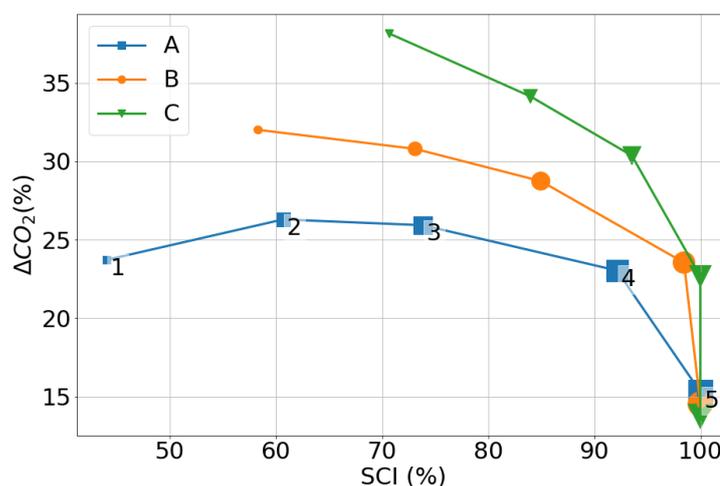


Figura 5.12: Andamento degli indici SCI e ΔCO_2 in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]

Il grafico mostra l'andamento della variazione percentuale di emissioni di anidride carbonica in funzione dell'indice di autoconsumo SCI, per i diversi scenari assunti sulle taglie dei sistemi di accumulo e sulla penetrazione di utenze domestiche all'interno della CER. Possiamo notare che la riduzione percentuale di emissioni di CO_2 varia tra un minimo del 14% (scenario C5) ed un massimo del 38% (scenario C1), i quali corrispondono contestualmente agli scenari con minima e massima autosufficienza, come visibile in Figura 5.11.

Dai risultati ottenuti appare evidente che, per le configurazioni analizzate, aumentando la taglia dei sistemi di accumulo, a parità di potenza complessiva degli impianti fotovoltaici, si ha una sempre maggiore riduzione delle emissioni delle CER. Ciò non accade invece, al crescere delle utenze domestiche che prendono parte allo schema di autoconsumo diffuso. Infatti possiamo registrare che:

- nello scenario in cui non sono previsti accumuli energetici, si ha un aumento iniziale dell'indice di riduzione percentuale delle emissioni di CO_2 e un successivo decremento, dopo aver raggiunto un "punto di massimo" (scenario A2); questo accade in quanto seppur aumenta l'autoconsumo al crescere dei nuclei familiari associati alla CER, contestualmente diminuisce l'autosufficienza e quindi salgono i prelievi di energia dalla rete nazionale per soddisfare i consumi (il peso del coefficiente di emissione legato ai prelievi dalla rete elettrica risulta prevalente);
- negli scenari con accumuli energetici, l'indice ΔCO_2 subisce un decremento con la penetrazione di un numero maggiore di utenze domestiche; ciò è sempre legato alla diminuzione dell'indice di autosufficienza in tali scenari.

5.2.3 KPI economici negli scenari

Nell'analisi dei benefici economici, innanzitutto occorre ricordare le partite economiche definitive, legate all'incentivazione economica degli schemi di autoconsumo diffuso, devono essere ancora indicate dall'atteso decreto ministeriale del MASE. Pertanto i risultati presentati si riferiscono alla valorizzazione ed incentivazione economica definita dal Decreto Attuativo del MISE, del 16 settembre 2020. Inoltre non sono state considerate ipotesi sul *business model* da adottare, supponendo quindi che tutti i costi ed i ricavi siano attribuiti alla CER stessa, vista come unico soggetto referente. Mentre i valori dei costi unitari dell'energia elettrica fanno riferimento ai prezzi energetici del 2019.

Nell'analizzare la "bontà" dell'investimento, bisogna tenere conto che i costi iniziali, necessari per realizzare il progetto della CER, dipendono dalle taglie degli impianti fotovoltaici e dei sistemi di accumulo installati. Al tempo stesso maggiore è l'energia condivisa dalle utenze della CER, più alti saranno i ricavi legati agli incentivi.

Come mostrato dall'analisi di performance energetica aumentando la capacità dei

sistemi di accumulo è possibile aumentare la quantità di energia condivisa dai carichi elettrici della CER, a parità di taglia degli impianti fotovoltaici. La realizzazione di configurazioni con taglie degli accumuli energetici maggiori, comporta contestualmente una crescita notevole dell'investimento iniziale. Sebbene lo scopo primario dell'istituzione di una CER, non sia legato al profitto economico, ma ai benefici ambientali e sociali generati per la comunità, l'analisi degli indici di prestazione energetici consente di valutare se, ed entro quali limiti, migliorare le performance della configurazione in termini di indici di autoconsumo ed autosufficienza, sia compatibile con i benefici economici.

In Figura 5.13 viene illustrato l'andamento del tasso interno di rendimento, IRR , nei diversi scenari individuati per valutare le prestazioni della CER.

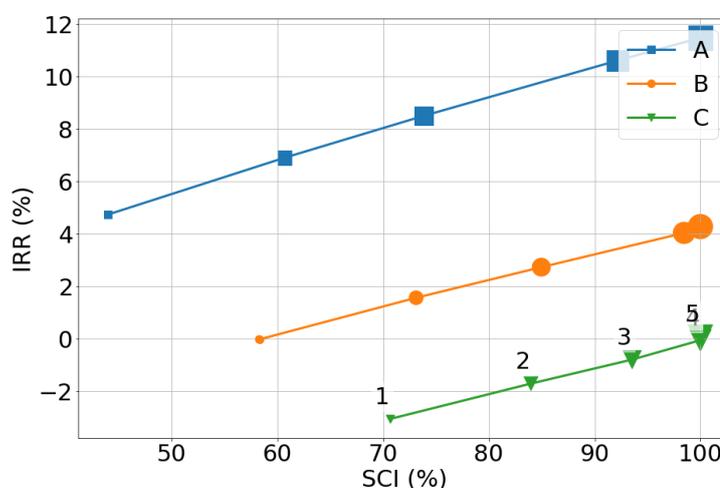


Figura 5.13: Andamento degli indici SCI e IRR in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]

Possiamo notare che l'indice IRR dell'investimento assume un valore massimo del 11%. Inoltre negli scenari più performanti dal punto di vista energetico, in cui si massimizza l'autoconsumo con l'installazione degli accumulatori elettrochimici, l'indicatore assume valori molto bassi anche negativi, quindi tali configurazioni non sarebbero implementabili (in altre parole andrebbero scartate). Pertanto la bontà dell'investimento, rappresentata in questo caso dal tasso di ritorno che rende nullo l'indice NPV, decresce all'aumentare della capacità installata di sistemi di accumulo supposta. Questo significa che le maggiori entrate che si hanno all'aumentare dell'energia prodotta e condivisa, non sono tali da bilanciare i maggiori costi di investimento necessari all'acquisto degli accumuli energetici.

Inoltre è possibile osservare che a parità della taglia considerata per gli impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo, se cresce il numero di utenze domestiche inserite

nella configurazione, aumenta l'indice *IRR*, in quanto aumenta l'energia condivisa tra le utenze della CER e conseguentemente i ricavi legati all'incentivazione economica.

5.2.4 Riepilogo dei risultati ottenuti sulle prestazioni

In definitiva, per completezza, in Tabella 5.8 sono riportati i valori dei principali KPI ottenuti dalla simulazione, con il tool RECoupled, della CER nel comune di Scalenghe, utilizzati per la valutazione delle prestazioni energetiche, ambientali ed economiche delle configurazioni individuate nei diversi scenari ipotizzati.

Tabella 5.8: Prestazioni energetiche, ambientali ed economiche della CER nei diversi scenari

Scenario	Consumo [MWh/anno]	Produzione [MWh/anno]	Energia condivisa [MWh/anno]	SCI [%]	SSI [%]	ΔCO_2 [%]	IRR [%]
A1	134.2	127.3	56.03	44	42	24	5
A2	201.7	127.3	77.24	61	38	26	7
A3	269.7	127.3	94	74	35	26	9
A4	404.2	127.3	117.3	92	29	23	11
A5	674.2	127.3	127.3	100	19	15	11
B1	136.5	127.3	71.89	58	54	32	0
B2	203.8	127.3	91.05	73	46	31	2
B3	271.1	127.3	106.3	85	40	29	3
B4	405.5	127.3	124.1	98	31	24	4
B5	674.7	127.3	126.8	100	19	15	4
C1	139.3	127.3	84.93	71	65	38	-3
C2	206.1	127.3	102.6	84	52	34	-2
C3	272.9	127.3	115.5	94	44	30	-1
C4	406.2	127.3	125.4	100	31	23	0
C5	675.2	127.3	126.3	100	19	14	0

5.3 CER di comuni

5.3.1 Ridefinizione dei cluster

Con la delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022, ARERA ha approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) che disciplina le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21, tra cui le CER.

Secondo quanto previsto dall'articolo 10 del TIAD, le imprese distributrici che

La scelta delle utenze elettriche comunali da inserire nella CER segue i criteri già illustrati nell'analisi relativa al caso studio sul singolo comune di Scalenghe (sezione 5.1). Nella Tabella 5.9 viene indicato il numero delle utenze che sono state selezionate, dopo aver effettuato l'analisi incrociata della lista dei POD comunali e dei dati forniti sui consumi elettrici mensili suddivisi in fasce orarie, richiesti alle amministrazioni dei comuni.

Tabella 5.9: Panoramica sulle utenze elettriche municipali selezionate come carichi della CER di comuni

Comune	n° utenze indicate	n° utenze selezionate	n° utenze escluse	Consumo annuo [MWh]
Scalenghe	43	33	10	155
Airasca	33	28	5	240
Piscina	11	11	0	86
Volvera	37	29	8	257
Totale Area	124	101	23	738

In Figura 5.15 viene mostrata la ripartizione percentuale del consumo annuo, stimato dati dati condivisi sui consumi elettrici, tra i comuni dell'area individuata.



Figura 5.15: Ripartizione percentuale del consumo elettrico annuo tra i comuni dell'area individuata [Elaborazione propria]

A partire dalle informazioni raccolte sulle superfici in disponibilità dei comuni, ossia su tetti di edifici pubblici e/o terreni comunali, interessati alla realizzazione dei nuovi impianti fotovoltaici da inserire nella CER, i generatori di energia elettrica

dalla fonte solare sono stati modellati attraverso il software di simulazione PV*SOL premium, seguendo i passaggi illustrati nella sezione 3.5.

Nella Tabella 5.10 viene indicato il numero di impianti che sono stati simulati, la potenza installabile complessiva stimata e la produzione energetica relativa al primo anno di funzionamento, restituita dal software.

Tabella 5.10: Panoramica sugli impianti fotovoltaici da inserire nella CER di comuni

Comune	n° impianti fotovoltaici	Potenza complessiva installabile [kW _p]	Produzione annua [MWh]
Scalenghe	3	96	128
Airasca	8	154	219
Piscina	1	14	19
Volvera	1	640	930
Totale Area	13	904	1296

In Figura 5.16 viene mostrata la ripartizione percentuale della produzione annua stimata, simulando gli impianti fotovoltaici con PV*SOL premium, tra i comuni dell'area individuata.

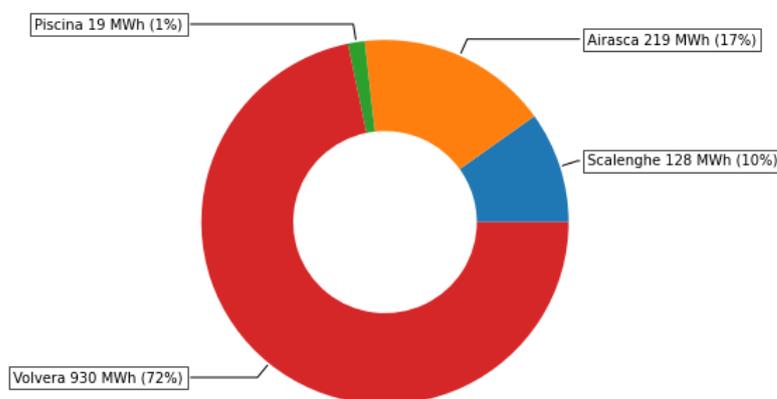


Figura 5.16: Ripartizione percentuale della produzione annua tra i comuni dell'area individuata [Elaborazione propria]

Nel caso studio considerato, si nota che la maggior parte della produzione (72%) è attribuita al comune di Volvera. Infatti il comune ha segnalato un terreno, relativo ad una discarica comunale esaurita, di 8300 m², per il quale è stata ipotizzata la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra, dalla potenza di picco complessiva

installabile, stimata dalla modellazione del generatore in PV*SOL premium, pari a $630 kW_p$. Quest'ultima supera la potenza complessiva installata nei comuni di Scalenghe, Airasca e Piscina (che ammonta a $264 kW_p$), per i quali sono stati riprodotti solo impianti fotovoltaici su tetti di edifici pubblici, con taglie comprese tra i $6 kW_p$ e i $40 kW_p$.

5.3.3 Valutazione delle prestazioni

Ottenuti i profili orari annui di carico di tutte le utenze elettriche selezionate come potenziali membri della CER di comuni ed i profili orari annui di produzione degli impianti fotovoltaici realizzabili, è possibile procedere con l'utilizzo del tool di simulazione RECOupled per la valutazione tecnico-economica della CER.

Anche in tal caso per l'analisi delle prestazioni della CER si parte da una configurazione base in cui rientrano soltanto gli impianti fotovoltaici e le utenze elettriche di proprietà dei comuni. Con l'intento di individuare soluzioni alternative per migliorare le prestazioni della CER sono stati definiti degli scenari alternativi alla configurazione base, in cui:

- vengono utilizzati anche accumuli energetici;
- si aumentano i carichi, considerando l'allargamento della CER comunale a utenze domestiche.

Gli scenari analizzati per la CER, con taglie crescenti di accumulo, sono già stati quelli già elencati nella Tabella 4.1. Mentre sono stati ipotizzati degli scenari diversi sulla penetrazione di nuclei familiari nella CER, visto il suo allargamento a più comuni. In particolare sono stati considerati gli scenari a crescente numero di utenze domestiche inserite nella CER, riportati in Tabella 5.11.

Tabella 5.11: Scenari sul numero di utenze domestiche

Codice	Numero utenze domestiche
1	0
2	100
3	200
4	400
5	800

Si ricorda che lo scopo della valutazione della CER, non è prioritariamente quello di individuare un'unica configurazione "ottimale", ma piuttosto fornire una panoramica sulle prestazioni ottenibili in diverse casistiche, in modo da sfruttare il totale della potenza rinnovabile installabile stimata.

5.3.4 KPI energetici

La variazione dell'energia condivisa annualmente all'interno della CER di comuni che coinvolge Scalenghe, Airasca, Buriasco e Volvera, nei diversi scenari supposti, ottenuta dal tool di simulazione RECoupled è mostrata in Figura 5.17.

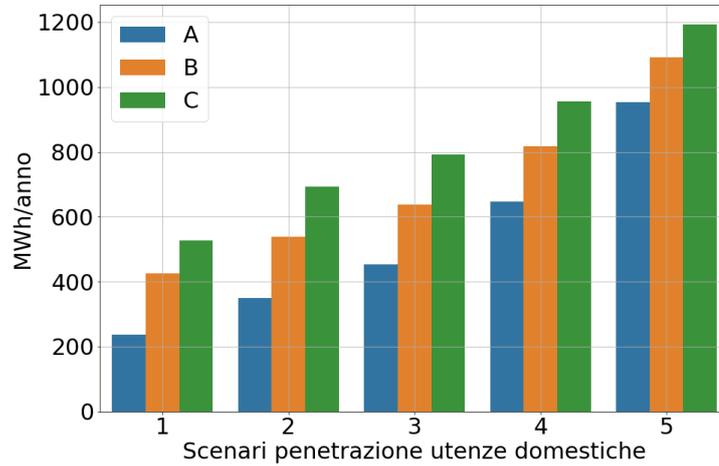


Figura 5.17: Energia condivisa annuale in funzione dei diversi scenari di accumulo e di aumento delle famiglie collegate alla CER [Ottenuto tramite RECoupled]

Gli andamenti degli indici di autoconsumo (SCI) ed autosufficienza (SSI) ottenuti dal tool per i vari scenari, sono riportati in Figura 5.18.

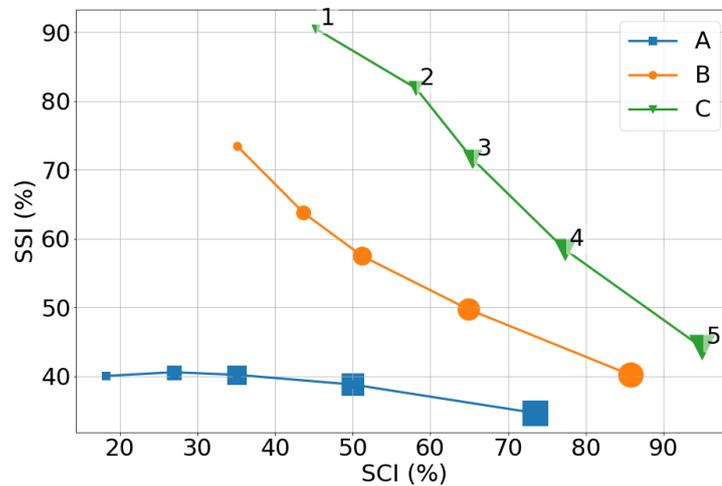


Figura 5.18: Andamento degli indici *SCI* e *SSI*, in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]

Dai risultati ottenuti, restano valide le considerazioni proposte nel caso della CER nel singolo comune di Scalenghe, ossia:

- l'utilizzo degli accumuli energetici consente di far crescere la quota di energia condivisa all'interno della CER ed aumentano sia l'indice di autoconsumo che l'indice di autosufficienza, a parità della taglia complessiva degli impianti fotovoltaici e del consumo di energia elettrica della configurazione;
- l'associazione all'interno della CER di un numero crescente di utenze domestiche permette di aumentare l'energia condivisa e l'indice di autoconsumo, comportando però una diminuzione dell'indice di autosufficienza.

Rispetto alle prestazioni ottenute nella CER comunale di Scalenghe, possiamo osservare che l'indice *SSI* risulta mediamente più alto, presentando un valore minimo pari al 35% (scenario A5) ed un valore massimo del 90% (scenario C1). Dunque l'aggregazione dei comuni permette di soddisfare, senza prelevare energia dalla rete elettrica nazionale, una quota maggiore dei fabbisogni delle utenze. L'indice *SCI*, invece, presenta un valore minimo del 18% (scenario A1), più basso rispetto al caso della singola CER comunale (viene riversata in rete una quota elevata di energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, senza essere autoconsumata o condivisa dalle utenze comunali inserite nella configurazione) ed un valore massimo pari al 95% (scenario C5).

5.3.5 KPI ambientali

In Figura 5.19 sono riportati i risultati dell'analisi dei benefici ambientali della CER, ottenuti dal tool di simulazione RECoupled. Possiamo notare che la riduzione percentuale di emissioni di CO_2 varia tra un minimo del -2% (scenario A1) e un valore massimo pari al 41% (scenario C2). Il valore minimo negativo, è legato al fatto che sono state omesse, dal calcolo della riduzione percentuale delle emissioni di anidride carbonica, quelle legate alla produzione di energia elettrica risparmiata grazie all'immissione nella rete nazionale, dell'energia rinnovabile prodotta localmente dagli impianti fotovoltaici e non autoconsumata o condivisa all'interno della CER. In altre parole vanno intese come le emissioni evitate grazie alla sovrapproduzione degli impianti fotovoltaici nello scenario A1, dove la produzione energetica annuale risulta molto maggiore rispetto al consumo annuo, delle sole utenze comunali inserite nella CER.

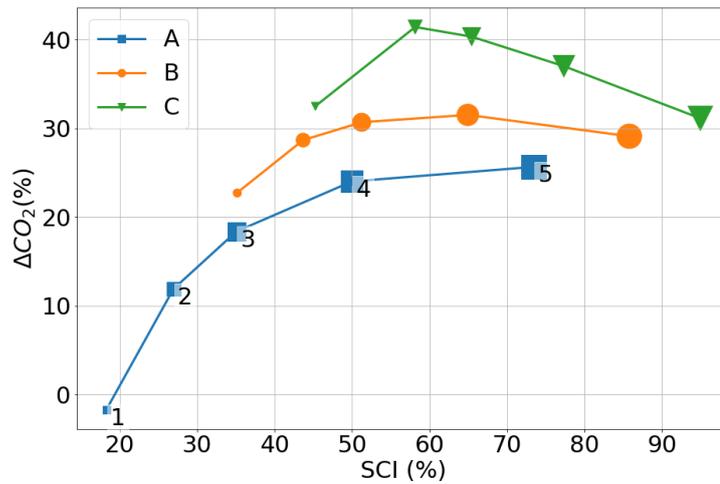


Figura 5.19: Andamento degli indici SCI e ΔCO_2 in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]

5.3.6 KPI economici

In Figura 5.20 viene illustrato l'andamento del tasso interno di rendimento, IRR , nei diversi scenari individuati per valutare le prestazioni della CER.

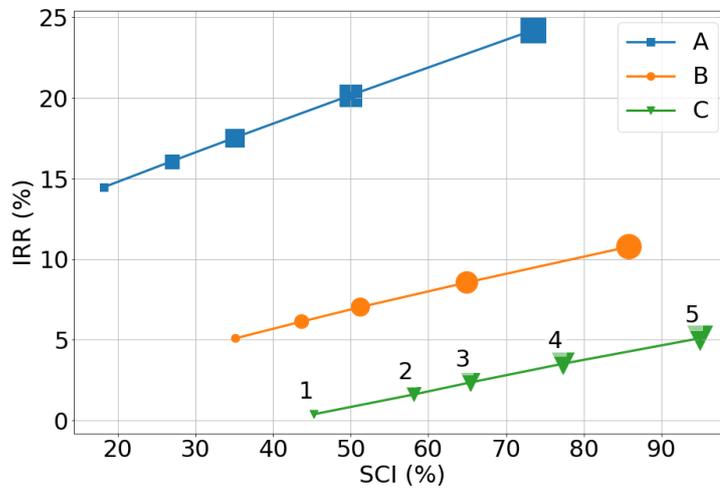


Figura 5.20: Andamento degli indici SCI e IRR in funzione dei diversi scenari di accumulo (curve di diverso colore) e di aumento delle famiglie collegate alla CER (punti messi in evidenza) [Ottenuto tramite RECoupled]

Possiamo notare che l'indice IRR dell'investimento assume un valore massimo

del 24%. Come già discusso, la bontà dell'investimento decresce all'aumentare della capacità installata di sistemi di accumulo supposta, a parità della taglia complessiva degli impianti fotovoltaici e dei consumi. Questo significa che per le configurazioni più performanti dal punto di vista energetico, le maggiori entrate che si hanno all'aumentare dell'energia prodotta e condivisa, non sono tali da bilanciare i maggiori costi di investimento necessari all'acquisto degli accumuli energetici.

Inoltre è possibile osservare, anche in tal caso, che a parità della taglia considerata per gli impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo, se cresce il numero di utenze domestiche inserite nella configurazione, aumenta l'indice *IRR*, in quanto aumenta l'energia condivisa tra le utenze della CER e conseguentemente i ricavi legati all'incentivazione economica.

Rispetto al caso della CER nel solo comune di Scalenghe, il tasso di rendimento interno dell'investimento risulta mediamente più alto.

5.3.7 Riepilogo sulle prestazioni della CER di comuni

In Tabella 5.12 sono riportati per completezza le grandezze principali, utili per la valutazione delle prestazioni annue energetiche, ambientali ed economiche delle configurazioni individuate per la CER di comuni, nei diversi scenari ipotizzati.

Tabella 5.12: Prestazioni energetiche, ambientali ed economiche della CER di comuni nei diversi scenari

Scenario	Consumo [MWh/anno]	Produzione [MWh/anno]	Energia condivisa [MWh/anno]	SCI [%]	SSI [%]	ΔCO_2 [%]	IRR [%]
A1	590	1296	236.1	18	40	-2	14
A2	860	1296	348.8	27	41	12	16
A3	1130	1296	454	35	40	18	18
A4	1670	1296	647.5	50	39	24	20
A5	2750	1296	952.3	73	35	26	24
B1	619.8	1296	425.3	35	73	23	5
B2	888	1296	537.8	44	64	29	6
B3	1156	1296	638	51	57	31	7
B4	1694	1296	817.7	65	50	32	9
B5	2770	1296	1092	86	40	29	11
C1	648.2	1296	528.2	45	90	33	0
C2	920.7	1296	692.8	58	82	41	2
C3	1186	1296	792.3	65	72	40	2
C4	1718	1296	954.7	77	58	37	4
C5	2788	1296	1193	95	44	31	5

Capitolo 6

Conclusioni e sviluppi futuri

Le comunità energetiche rinnovabili, rappresentano lo schema di autoconsumo diffuso, al centro della transizione energetica e dell'evoluzione del sistema di produzione dell'energia elettrica verso la generazione distribuita, fondata sull'impiego di impianti di produzione da fonti rinnovabili localizzati in prossimità dei consumatori finali. Da ciò derivano le misure previste dal PNRR per sostenere lo sviluppo di queste iniziative.

Il territorio Pinerolese, attraverso l'Associazione Temporanea di Scopo Comunità Energetica del Pinerolese (ATSCEP), si è mosso da tempo per promuovere azioni di comunità, forte dell'idea che la sfida della transizione energetica si possa vincere come area vasta, ponendo le CER al centro di tale processo.

L'intento del presente lavoro di tesi è quelli di fornire, ai comuni dell'area del Pinerolese interessati alla costituzione delle CER, dei risultati utili per avere una panoramica sulle prestazioni ottenibili in diversi scenari, in modo da poter sfruttare la potenza rinnovabile, installabile su edifici o terreni pubblici.

La collaborazione con i partner del progetto, quali ACEA Industriale Pinerolese Spa, l'ATSCEP e le amministrazioni dei comuni dell'area del Pinerolese, è risultata indispensabile per il completamento dell'attività.

La metodologia alla base dello studio ha permesso di elaborare una notevole quantità di dati relativi ai consumi elettrici, attraverso appositi codici implementati in linguaggio Python. In considerazione di possibili sviluppi futuri, possono essere implementate procedure con cui estrarre i profili annui di carico in base a misure reali sui prelievi orari di energia elettrica, o adottando profili tipo più dettagliati per la tipologia di utenza, superando l'adozione dei profili standard definiti dal GSE.

Con l'utilizzo del software PV*SOL premium è stato possibile stimare la potenza rinnovabile installabile e la producibilità energetica, dei potenziali generatori fotovoltaici da inserire nella configurazione. La disponibilità di planimetrie dei tetti degli edifici pubblici e di dati più precisi sulla loro struttura (in particolare

sull'inclinazione delle falde dei tetti), potrebbero permettere una riproduzione degli impianti fotovoltaici più fedele e conforme alle reali superfici, disponibili per l'installazione dell'infrastruttura rinnovabile che fa capo alla CER.

Il tool di simulazione RECoupled, utilizzato per la valutazione tecnico-economica delle CER, permette di analizzare le prestazioni in diverse configurazioni.

Per quanto riguarda l'analisi energetica gli indicatori individuati, per quantificare le performance energetiche, sono l'indice di autoconsumo e l'indice di autosufficienza. In questo caso si è visto come taglie maggiori degli accumuli energetici, abbinati agli impianti fotovoltaici, migliorino entrambi gli indici, mentre l'allargamento della CER comunale anche a nuclei famigliari permetta di aumentare l'autoconsumo.

Attraverso l'analisi delle prestazioni ambientali è stato possibile calcolare la variazione di emissioni di anidride carbonica della CER, rispetto al caso in cui non si realizzi la comunità. I risultati evidenziano che negli scenari con sistemi di accumulo di taglia maggiore, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica è più alta. Ciò non accade in ugual misura con l'allargamento della CER a utenze domestiche.

L'analisi economica degli investimenti, mostra come le configurazioni più performanti della CER, le quali richiedono investimenti maggiori, abbiano rendimenti bassi o tali da dover scartare gli scenari ipotizzati. La valutazione dei benefici economici deve essere rivista in base agli incentivi, per gli schemi di autoconsumo diffuso, che verranno definitivi dal decreto del MASE, recante le disposizioni definitive per queste iniziative. Ciò comunque non comporta modifiche da dover apportare alla procedura implementata nel tool RECoupled, ma soltanto l'aggiornamento dei parametri delle simulazioni, forniti come dati in input per l'analisi economica. Si potrebbe considerare, anche, l'adozione di precisi *business model* con cui calcolare le spese e i costi che interessano i soggetti facenti parte della CER.

La presenza di vari indici di valutazione, ossia i KPI energetici, ambientali ed economici, che rappresentano obiettivi di diverso tipo spesso contrastanti tra loro, permette di riuscire ad analizzare le configurazioni in un'ottica multi-obiettivo, finalizzata alla determinazione della soluzione ottimale desiderata, attribuendo dei pesi opportuni agli indicatori che si ottengono dai calcoli eseguiti dal tool RECoupled.

Bibliografia

- [1] Ricerca sul Sistema Energetico (RSE). *Le comunità energetiche in Italia. Orange book*. 2022 (cit. a p. 1).
- [2] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. 2018 (cit. a p. 2).
- [3] Felipe Barroco, Francesca Cappellaro e Carmen Palumbo. «Le comunità energetiche in Italia». In: *Una Guida per Orientare i Cittadini nel Nuovo Mercato Dell'energia* (2021) (cit. alle pp. 3, 50).
- [4] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. 2019 (cit. a p. 3).
- [5] Energy & Strategy Group. *Electricity Market Report*. 2020 (cit. a p. 4).
- [6] Governo della Repubblica Italiana. *Decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n.8. Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*. 2019 (cit. a p. 5).
- [7] Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente. *Delibera 04 agosto 2020 318/2020/R/eel. Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile*. 2020 (cit. a p. 6).
- [8] Ministero dello Sviluppo Economico. *Decreto Ministeriale 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*. 2020 (cit. a p. 7).
- [9] Energy & Strategy Group. *Electricity Market Report*. 2021 (cit. a p. 8).

-
- [10] Governo della Repubblica Italiana. *Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. 2021 (cit. a p. 8).
- [11] Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente. *Delibera 27 dicembre 2022 727/2022/R/eel. Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso*. 2022 (cit. a p. 10).
- [12] Governo della Repubblica Italiana. *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza*. 2021 (cit. a p. 12).
- [13] Fondazione Compagnia di San Paolo. *Next Generation We*. 2021 (cit. a p. 13).
- [14] Mario Lamagna, Benedetto Nastasi, Daniele Groppi, Meysam Majidi Nezhad e Davide Astiaso Garcia. «Hourly energy profile determination technique from monthly energy bills». In: *Building Simulation*. Vol. 13. Springer. 2020, pp. 1235–1248 (cit. a p. 23).
- [15] Gestore dei Servizi Energetici. *Modalità di profilazione dei dati di misura e relative modalità di utilizzo ai sensi dell'articolo 9 dell'Allegato A alla Delibera 318/2020/R/eel*. 2022 (cit. alle pp. 23–25, 49).
- [16] PVGIS tool. (2023). URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (cit. alle pp. 30, 39).
- [17] Gianmarco Lorenti. «Evaluation and optimisation of an energy community: an open-source tool». Tesi di dott. Politecnico di Torino, 2021 (cit. a p. 44).
- [18] Paolo Lazzeroni, Gianmarco Lorenti, Francesco Moraglio e Maurizio Repetto. «Modeling of Renewable Energy Communities: the RECOupled approach». In: *2022 IEEE 46th Annual Computers, Software, and Applications Conference (COMPSAC)*. IEEE. 2022, pp. 1349–1354 (cit. alle pp. 45, 48, 49).
- [19] Francesco Gulli, Paolo Lazzeroni, Gianmarco Lorenti, Ivan Mariuzzo, Francesco Moraglio, Maurizio Repetto et al. «Recoupled: a simulation tool for renewable energy communities coupling electric and thermal energies». In: *ECONOMICS AND POLICY OF ENERGY AND THE ENVIRONMENT* (2023) (cit. a p. 48).
- [20] A Cielo, P Margiaria, P Lazzeroni, I Mariuzzo e M Repetto. «Renewable Energy Communities business models under the 2020 Italian regulation». In: *Journal of Cleaner Production* 316 (2021), p. 128217 (cit. alle pp. 53, 54, 56, 60).
- [21] Life Cycle Stages et al. «Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics». In: *J. Ind. Ecol* (2012) (cit. a p. 56).

BIBLIOGRAFIA

- [22] Comune di Scalenghe. (2023). URL: <https://www.comune.scalenghe.to.it/> (cit. a p. 63).
- [23] e-distribuzione. (2023). URL: <https://www.e-distribuzione.it/a-chi-ci-rivolgiamo/casa-e-piccole-imprese/comunita-energetiche.html> (cit. a p. 78).