

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare Anno Accademico 2021/2022

Tesi di Laurea Magistrale

Analisi tecnico-economica di una Comunità Energetica Rinnovabile

Il caso studio del Comune di Benetutti

Relatore: Prof. Andrea Lanzini

Correlatore:

Dr. Francesco Demetrio Minuto

Candidati:

Giulia Melis

Ad Anna e Lello che con immenso orgoglio chiamo mamma e babbo

Abstract

A seguito dell'Accordo di Parigi, l'Unione Europa ha fissato i nuovi obiettivi per la lotta al cambiamento climatico. Il quadro per il clima e l'energia 2030 prevedere l'aumento dell'efficienza energetica del 32.5%, l'aumento delle fonti rinnovabili nei consumi finali lordi del 32% e l'abbattimento delle emissioni da gas serra del 40% rispetto ai valori del 1990 che la Commissione Europea ha innalzato al 55% con il recente pacchetto *"Fit to 55%"*. L'impegno dell'Unione Europea non si ferma qua, infatti il *Green Deal* Europeo mette le basi per rendere l'Europa il primo continente neutro entro il 2050.

Le Comunità Energetiche diventano, nel nuovo quadro normativo introdotto con il *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP), uno strumento fondamentale che rende il consumatore il centro della transizione energetica. Queste nuove configurazioni di autoconsumo collettivo hanno il potenziale di supportare il cambiamento socioeconomico, rendere l'energia accessibile a tutti agendo sulla povertà energetica e dare un'ulteriore spinta alla diffusione delle energie rinnovabili. La loro diffusione non porterà solo ad accelerare la decarbonizzazione, ma cambierà il sistema elettrico da una struttura centralizzata ad un decentralizzata. Per favorire questo cambiamento il supporto dei quadri normativi nazionali è essenziale. L'Italia ha introdotto per la prima volta le Comunità Energetiche nel quadro normativo a fine del 2019 con il decreto-legge 162/19 (articolo 42-bis), o decreto "Milleproroghe".

Il presente lavoro di tesi mette a confronto i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) con la configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile (CER) alla luce della nuova normativa italiana. L'analisi tecnico-economica ha lo scopo di rispondere alla domanda è conveniente per un gruppo prosumer entrare a far parte di una Comunità Energetica rinunciando a gestire la propria energia individualmente?

Abstract

Following the Paris Agreement, the European Union has set new goals for the fight against climate change. The 2030 climate and energy framework provide for an increase in energy efficiency by 32.5%, an increase in renewable sources in gross final consumption by 32% and a reduction in greenhouse gas emissions by 40% compared to the values of 1990 which the European Commission raised to 55% with the recent "Fit to 55%" package. The commitment of the European Union does not stop there, in fact, the European Green Deal aims to make Europe climate neutral by 2050.

The Energy Communities become, in the new regulatory framework introduced with the Clean Energy for all Europeans Package (CEP), a fundamental tool that makes the consumer the center of the energy transition. These new configurations of collective self-consumption have the potential to support socio-economic change, make energy accessible to all by acting on energy poverty and give a further boost to the spread of renewable energy. Their spread will not only accelerate decarbonization but will also change the electricity system from a centralized to a decentralized structure. To facilitate this change, the support of national regulatory frameworks is essential. Italy introduced Energy Communities into the regulatory framework for the first time at the end of 2019 with the decree-law 162/19 (article 42-bis), also called "Milleproroghe" decree.

This thesis work compares the Single-Self Consumption (SSC) with the configuration of the Renewable Energy Community (REC) in the view of the new Italian legislation. The technical-economic analysis is intended to answer the question *is it convenient for a prosumer group to become part of a Renewable Energy Community by renouncing to manage their own energy individually?*

Indice

1. Ir	ntroduzione	2
2. L	e Comunità Energetiche in Italia ed Europa	6
2.1	Diffusione dei progetti comunitari energetici in Europa	8
2.2	La nuova normativa europea sulle Comunità Energetiche	13
2.3	Le Comunità Energetiche in Italia	17
2.4	L'evoluzione delle configurazioni di autoconsumo	19
2.5	Il quadro normativo regolatorio italiano per le Comunità Energetich	e22
2.6	La fase pilota	26
3. M	Ietodologia	29
3.1	Simulazione di una comunità energetica	29
3.2	Dati di input	32
3.3	Simulazione profili di consumo	34
3.4	Simulazione produzione da impianto fotovoltaico	36
3.5	Bilancio energetico	39
3.6	Simulazione flussi economici	40
3.7	La bolletta elettrica	41
3.8	Scambio Sul Posto	44
3.9	Incentivi per le Comunità Energetica Rinnovabile	50
4. Il	Caso Studio	53
4.1	L'energia elettrica nel Comune di Benetutti	54
4.2	Impostazione dell'analisi	57
5. R	isultati e Discussione	
6. C	onclusioni	72
	iografia	
	graziamenti	
771112	<u> </u>	01

1. Introduzione

Uno dei punti cardine delle politiche europee riguarda il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. Nel dicembre del 2019 con la pubblicazione del Green Deal [1], l'Unione Europea propone una nuova strategia a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra. Il documento sottolinea il ruolo essenziale delle fonti di energia rinnovabile e assegna un ruolo centrale ai consumatori che diventano sempre più attivi e fondamentali per il successo della transizione energetica. [2, 3]

In questa direzione vanno le comunità energetiche (CE), ecosistemi 'intelligenti' e interattivi, dove i cittadini partecipano attivamente alla gestione della propria energia prodotta da fonti rinnovabili mettendo in relazione una moltitudine di aspetti energetici, ambientali, sociali, tecnologici ed economici. [4, 5]

Sono numerosi gli studi e le pubblicazioni che espongono i benefici derivanti dalla nascita e diffusione delle CE [6, 7, 8]. Questi molteplici aspetti possono produrre effetti positivi non soltanto all'interno della comunità, ma anche sull'intera collettività in termini di sviluppo economico, creazione di nuovi posti di lavoro, l'ottenimento di un'energia a costi più competitivi, decarbonizzazione nel settore termico e dei trasporti, l'autosufficienza e la sicurezza energetica. [9, 10]

Il recente report "Energy communities: an overview of energy and social innovation" [11] condotto dalla Commissione Europea, basato sull'analisi di 24 diversi schemi energetici comunitari riconducibili alle CE, fornisce una sintesi esaustiva delle ragioni che rendono queste realtà strumentali per facilitare la transizione energetica:

 Empowerment del cliente ad innovazione sociale: Il coinvolgimento dei cittadini può rafforzare le norme sociali positive e contribuire a far scomparire la sindrome Nimby (Not In My Back Yard). Inoltre, la capacità di integrare i consumatori indipendentemente dal loro reddito e dall'accesso al capitale, rende le CE un potenziale strumento per la riduzione della povertà energetica;

- Espansione delle energie rinnovabili: La Germania è un precursore degli investimenti guidati dai cittadini che, nel 2016, possedevano il 42% della capacità di energia rinnovabile installata. Il Regno Unito è un altro esempio in cui il settore energetico comunitario ha compiuto rapidi progressi negli investimenti nelle energie rinnovabili raggiungendo, nel 2017, una capacità di generazione elettrica totale di 249 MW.
- Impatto sul sistema energetico: Queste configurazioni hanno un ruolo chiave nel decentramento del sistema energetico. Le comunità energetiche possono migliorare la qualità del servizio di distribuzione riducendo le perdite di rete, possono limitare o posticipare gli investimenti di rete e possono supportare le operazioni di sistema fornendo servizi di flessibilità a livello locale attraverso l'utilizzo di sistemi di accumulo e la partecipazione alle attività di Demand Response.

A tutti i punti sopra elencati vanno ovviamente aggiunti i benefici ambientali in termini di efficienza energetica e riduzione delle emissioni dei gas serra, obiettivo cardine del "Quadro Clima-Energia 2030" [12] e recentemente aggiornato nel pacchetto "Fit for 55%" [13] nel quale la percentuale di riduzione rispetto all'anno 1990 si alza dal 40% al 55%.

Le CE non sono una nuova realtà nello scenario europeo ed italiano. In Europa si contano attualmente circa 3500 progetti comunitari che operano nel settore delle rinnovabili, diversificati in termini di modello organizzativo, forma giuridica e definizione [1, 15], e uno studio sul potenziale dei cittadini energetici eseguito dall'istituto di ricerca CE Delft [16] mostra che queste realtà potrebbero contribuire per il 37% dell'elettricità autoprodotta dai cittadini entro il 2050.

Al fine di spingere l'emergere e il successo delle CE occorre un sistema di norme trasparenti che sia in grado di fissare obiettivi precisi e concreti e coordinare i diversi organismi incaricati di intervenire nel processo autorizzativo e di gestione così da non ostacolarne lo sviluppo. Altresì la sostenibilità economica è un driver

fondamentale, come anche i fattori correlati ai singoli progetti e le caratteristiche degli attori coinvolti. [17, 10, 8]

Sino a questo momento la mancanza di una regolamentazione europea ha rallentato lo sviluppo delle CE. [18] Il legame tra la diffusione delle CE e il quadro normativo è stato ampliamente dimostrato da diversi studi [19, 20], ma sarebbe sufficiente fare attenzione all'attuale distribuzione dei progetti attivi. Le CE sono maggiormente presenti nell'Europa nord-occidentale ed in misura meno consistente in quella meridionale e orientale. L'introduzione di politiche volte a sostenere lo sviluppo delle energie rinnovabili in Germania, Danimarca e Regno Unito ha coinciso con un'impennata di cittadini e investitori comunitari. [11, 10]

In questo contesto nel 2016 è stato pubblicato il Clean Energy for all Europeans Package (CEP) [21]. Il CEP è un insieme di atti legislativi che ridisegnano il settore energetico e introduce, per la prima volta nel quadro normativo europeo, gli strumenti per la creazione delle CE attraverso le seguenti direttive:

- La Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II) che definisce la Renewable Energy Communities (REC);
- La Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944 (EMD II) che fornisce la definizione delle Citizen Energy Communities (CEC).

Entrambe riconoscono il ruolo attivo dei consumatori nella transizione energetica e danno loro il diritto di agire collettivamente per produrre, consumare, vendere immagazzinare e condividere energia rinnovabile autoprodotta. Le due configurazioni si differenziano, però, su alcuni aspetti che riguardano la tipologia di energia, il modello organizzativo, la partecipazione e il controllo e il settore di applicazione. [5, 22, 23, 24, 25]

Lo step successivo è il processo di recepimento delle due direttive negli Stati Membri previsto entro dicembre 2020 per la EMD II ed entro giugno 2021 per la RED II. L'Italia ha comunicato l'attuazione di entrambe le direttive a seguito del recente Consiglio dei Ministri del 5 agosto 2021. Il processo di creazione delle CE aveva già avuto inizio nel febbraio 2020 con il Decreto Milleproroghe (DL 30 dicembre 2019, n.162, Art. 42-bis), convertito in legge 8/2020, che introduce nel

paese in via sperimentale le REC. Il Decreto stabilisce inoltre che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) determini il modello di relazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile e che il Ministro dello Sviluppo Economico (MiSE) stabilisca le tariffe incentivanti e le relative modalità di accesso. I due documenti vengono pubblicati rispettivamente il 4 agosto 2020 (delibera 318/2020/R/EEL ARERA) e il 15 settembre 2020.

Le norme introdotte sono di natura transitoria, ma l'avvio della fase pilota ha permesso di testarne l'efficacia e ha portato alla luce delle tematiche da implementare. La società di Ricerca sul Sistema Energetico italiana (RSE) le definisce "questione aperte" e riguardano la forma giuridica delle REC, l'organizzazione e gestione del mercato peer-to-peer interno alle CE, la detenzione e proprietà degli impianti di produzione, il ruolo dei DSO, il coinvolgimento degli impianti esistenti, l'adeguatezza degli incentivi introdotti e le limitazioni geografiche. [26]

Partendo da queste considerazioni, questa tesi si propone di valutare, alla luce del nuovo quadro normativo, se il passaggio dalla gestione dell'energia da individuale a collettiva sia energeticamente e/o economicamente conveniente per un gruppo di prosumer. L'analisi è stata effettuata su un caso studio di sole utenze unifamiliari e confronta una configurazione di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) con una Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

Nel Capitolo 2 viene analizzato lo stato dell'arte delle CER nel contesto europeo, partendo dall'analisi di alcune realtà di eccellenza sino ad arrivare ad un confronto delle nuove definizioni di Comunità Energetica introdotte dalla normativa. Successivamente viene fatto un focus sull'evoluzione dell'autoconsumo in Italia, con particolare attenzione alle novità introdotte dal decreto "Milleproroghe" e i primi risultati ottenuti dalla fase pilota. Il Capitolo 3 riassume la metodologia utilizzata per l'approccio alla simulazione di una Comunità Energetica Rinnovabile. Nel capitolo 4 viene introdotto il caso studio ed esposta l'impostazione delle analisi svolte. Infine, il capitolo 5 contiene l'esposizione dei risultati ottenuti.

2. Le Comunità Energetiche in Italia ed Europa

L'Unione Europea (UE) è da sempre in prima linea nella battaglia contro il cambiamento climatico attraverso l'attuazione di politiche ambiziose a livello nazionale e una forte collaborazione con realtà internazionali. L'obiettivo di riduzione delle emissioni rispetto al 1990 (figura 2.1), previsto per il 2020, è stato superato [27, 28] ed attualmente l'impegno si concentra sui nuovi traguardi al 2030 e al 2050.

Il lavoro dell'UE era iniziato già nel 1995 quando le istituzioni comunitarie iniziarono ad avere la consapevolezza dell'importanza di avere una politica energetica europea comune a tutti gli Stati Membri. In quel momento, e per la priva volta in assoluto, furono definiti gli obiettivi a lungo termine in materia energetica con finalizzati all'integrazione e liberalizzazione dei mercati. [29]

Nel tempo la lotta contro il cambiamento climatico ha assunto un ruolo sempre più centrale nell'agenda politica europea portando l'UE ad assumere un ruolo di leadership all'interno del contesto mondiale in materia di transizione energetica. Nel 2007 veniva formalizzato il primo documento programmatico denominato "Pacchetto Clima-Energia - Obiettivo: 20-20-20" (direttiva 2009/29/UE), ossia una serie di leggi volte a garantire che l'UE raggiungesse entro il 2020 i seguenti obiettivi [30]:

- diminuzione del 20% delle immissioni di gas effetto serra rispetto ai livelli del 1990;
- 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti di energia rinnovabile;
- Miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.

Con l'accordo di Parigi, l'UE si è impegnata a compiere ulteriori progressi. Il "Quadro Clima-Energia 2030" fissa obiettivi ancora più ambiziosi portando la riduzione delle emissioni al 40%, la quota delle energie rinnovali ad almeno il 32% e un miglioramento dell'efficienza energetica del 32,5%. [3, 29, 12] La programmazione europea non si ferma al 2030, infatti, nel novembre 2018 è stata

presentata una strategia a lungo termine con la quale l'UE si è impegnata a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050.[1]

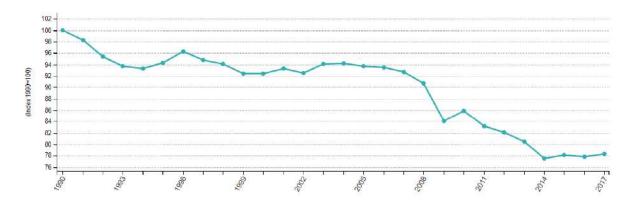


Figura 2.1 Andamento delle emissioni di gas a effetto serra, UE-28, 1990-2017 (Indice 1990=100) [27 – da dati Eurostat giugno 2019]

L'11 dicembre 2019 la Commissione europea ha presentato la comunicazione sul *Grean Deal* [1] europeo con il quale conferma il suo impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente. Il *Green Deal* definisce le strategie di crescita mirata a trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse. [1, 31]. Appena un anno dopo, nel dicembre 2020, è stato approvato un nuovo obiettivo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra pari ad almeno il 55 % entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, un aumento rispetto all'obiettivo concordato nel 2014. [32]

La transizione determinerà dei cambiamenti sostanziali, influenzando in modo significativo il modo in cui i cittadini interagiscono con l'energia nella vita quotidiana, dal riscaldare e raffreddare la casa, al cucinare o alimentare la propria auto. Inoltre, l'impiego su larga scala delle energie rinnovabile decentralizzerà la produzione dell'energia elettrica. In questo contesto la partecipazione attiva dei cittadini e la fiducia nella transizione sono fondamentali affinché le politiche possano funzionare e siano accettate. La transizione verso l'energia pulita deve coinvolgere i consumatori e andare a loro beneficio. [31]

L'UE fornisce un solido quadro normativo il raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 su efficienza energetica e utilizzo di fonti rinnovabili, e per il percorso di decarbonizzazione entro il 2050. Il "Clean Energy for all Europeans Package" (CEP) comprende diverse misure legislative in cinque fondamentali settori della politica energetica europea: sicurezza nell'approvvigionamento energetico; mercato interno dell'energia; efficienza energetica; decarbonizzazione dell'economia; ricerca, innovazione e competitività. [29, 25] Le nuove misure non sono solo per le grandi imprese, infatti, per i cittadini ci sono numerose nuove opportunità. Tramite una migliore efficienza del mercato e il rafforzamento dei diritti dei consumatori, i cittadini avranno di fatto una reale influenza sulla propria impronta energetica, sia attraverso i contatori intelligenti, con il controllo delle bollette domestiche, che investendo direttamente nella produzione autonoma di energia rinnovabile, da immettere successivamente nella rete. [22]. In questo pacchetto rientrano la direttiva sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili (RED II) e la direttiva su regole comuni per il mercato interno dell'elettricità (IEM) dove vengono definite le nuove configurazioni attraverso le quali i cittadini diventano protagonisti della transizione energetica attraverso la produzione e gestione della propria energia e la partecipazione ai mercati: le Comunità Energetiche (CE).

In questo capitolo viene fornita una panoramica sullo stato dell'arte delle CE in Europa e in Italia e sul loro potenziale di diffusione.

2.1 Diffusione dei progetti comunitari energetici in Europa

Fino a poco tempo fa la legislazione europea non riconosceva i cittadini come partecipanti attivi nell'implementa delle energie rinnovabili o in altre attività del settore energetico. [14] A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico, che ha creato maggior concorrenza nel settore, il consumatore ha avuto per la prima volta l'opportunità di entrare nel settore attraverso la scelta della propria fornitura. La concessione di questo spazio sommata ai sostegni locali e nazionali finalizzati al coinvolgimento dei cittadini nella diffusione delle energie rinnovabili, ha

responsabilizzato in consumatori che hanno iniziato ad informarsi e investire nel settore energetico.

La maggior consapevolezza dell'utente finale ha dato il via anche alla nascita di progetti energetici comunitari in diverse forme in tutta Europa. REScoop, associazione no-profit fondata nel 2013 con l'obiettivo di rappresentare e supportare queste iniziative, conta attualmente circa 3500 comunità energetiche in forma di cooperativa e il numero cresce se si considerano altre tipologie di comunità, diversificate per organizzazione e struttura. [14, 11]

I progetti sono maggiormente diffusi nell'Europa nord-occidentale dove gli Stati membri hanno redditi pro-capite più alti e, inoltre, le politiche nazionali hanno supportato lo sviluppo di queste iniziative. [11, 10].

La Germania e la Danimarca hanno il maggior numero di organizzazioni energetiche guidate dai cittadini, la cui diffusione è avvenuta grazie anche alle forti tradizioni di proprietà comunitaria e imprese sociali di questi due stati.

La Germania investe su diversi progetti di proprietà comunitaria che coinvolgono l'energia solare già dagli anni '90 e che nel 2014 sono hanno contribuito per una quota del 50% alla produzione fotovoltaica. Una particolare configurazione utilizza nello stato tedesco è l'autoconsumo collettivo condominiale, in cui l'energia prodotta e consumata all'interno dell'edificio non passa per la rete pubblica, senza debito di oneri di sistema al gestore. Nel 2015 sono state stimate 973 cooperative energetiche per la produzione di energie rinnovabili, principalmente dal fotovoltaico. Nel 2018 sono stati prodotti 45.9 GW collocando la Federazione tedesca non solo tra i leader in Europa, ma tra i primi cinque a livello mondiale (figura 2.2).

La Danimarca, invece, investe collettivamente nel rinnovabile dal 1970 raggiungendo nel 2002 una percentuale di turbine installate di proprietà di comunità energetiche pari al 40% che nel 2013 è raddoppiata arrivando all'80% portando la Danimarca ad avere un tasso di capacità energetica da FER tra i più alti al mondo. [33]

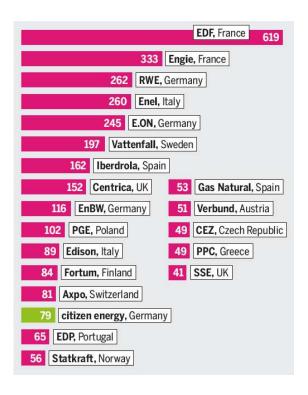


Figura 2.2 Maggiori rivenditori di energia in europa, dati in TWh [31]

Alcune delle realtà di successo:

- Ecopower cvba (Belgio) è stata fondata nel 1991, ma le sue origini risalgono al 1985 quando durante la realizzazione di progetto di cohousing si è deciso di acquistare il mulino ad acqua di Rotsellar. La presenza del mulino ha dato l'idea di produrre l'energia in proprio ed ha portato alla fondazione di Ecopower. Oggi, la cooperativa è sia produttore che fornitore e include nel suo progetto lo sviluppo di turbine eoliche, energia solare e idraulica, cogenerazione e fabbrica di pellet di legno. Nell'insieme le installazioni producono all'anno circa 90 GWh di elettricità e fino a 20.000 ton di pellet. [4]
- ICH BIN EIN STROFALL (Germania) nasce dall'idea di alcuni genitori del villaggio di Schonau che, a seguito del disastro nucleare di Chernobyl del 1986, hanno deciso di rilevare la rete locale. Nel 1991, anno in cui il gruppo ha comprato la rete, il mercato non era ancora liberalizzato e i sistemi di sostegno assenti. Per finalizzare il progetto è stata lanciata una campagna di crownfunding chiamata "Ich bin ein Storfall", che in tedesco ha il doppio significa di

"Io sono un incidente" e di "Io sono una seccatura". Dopo anni di lotte legali oggi la comunità energetica fornisce energia da fonti rinnovabili e impianti cogenerativi e più di 1000.000 consumatori. [4]

- Som Energia (Spagna), fondata nel 2010, è la prima cooperativa di energie rinnovabili fondata in Spagna. Il progetto è stato avviato nel novembre 2009 da un gruppo di ex studenti e docenti dell'Università di Girona con l'obiettivo di offrire ai propri membri la possibilità di consumare energia da fonti rinnovabili al 100% a un prezzo simile all'energia convenzionale. A gennaio 2019 la cooperativa contava oltre 54.300 soci e produceva oltre 11,80 GWh. [4]
- **Bioenergy Village Jühnde** (Germany), nato nel 2004, produce elettricità grazie ad un impianto di cogenerazione da 700 kW alimentato a biogas per produrre. Inoltre, una caldaia a cippato da 550 kW viene utilizzata in inverno per fornire il riscaldamento che circola intorno alla rete locale. La comunità produce il 70% di calore e il doppio dell'energia richiesta. [34]

In tutta Europa, la rivoluzione energetica sta prendendo piede. Individui, comunità, città e autorità locali sono all'avanguardia della transizione energetica in Europa: controllano e producono sempre più la propria energia rinnovabile e favoriscono la transizione verso un'energia più equa, democratica e decentralizzata. Sono stati i cittadini a costruire le prime turbine eoliche d'Europa unendosi in progetti comunitari di energia rinnovabile.

La produzione energetica comunitaria in Europa ha un enorme potenziale. L'istituto di ricerca CE Delft ha studiato il potenziale dei cittadini energetici in Europa. Il rapporto utilizza lo scenario "Energy Revolution" di Greenpeace che modella un sistema energetico globale basato interamente sull'energia rinnovabile entro il 2050.

I risultati mostrano che oltre 264 milioni di cittadini dell'Unione Europea, metà della popolazione, potrebbero produrre la propria elettricità entro il 2050 (611 TWh di elettricità entro il 2030 e 1.557 TWh entro il 2050). Pertanto, entro il 2030, i cittadini energetici potrebbero fornire il 19% della domanda di elettricità dell'UE e

il 45% entro il 2050 (figura 2.3). Si tratta di un contributo significativo al raggiungimento dell'obiettivo 2030 dell'UE in materia di energie rinnovabili e al passaggio a un sistema di energia rinnovabile al 100%. [16]

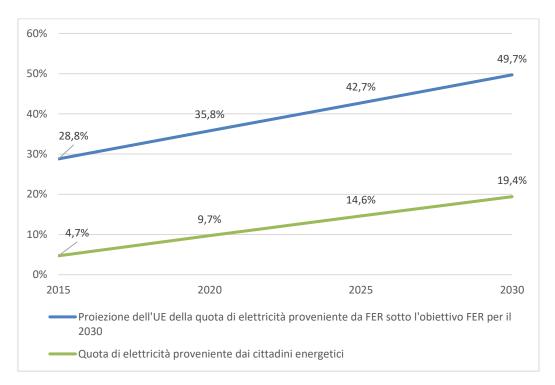


Figura 2.3 Contributo dei cittadini energetici all'obiettivo UE 2030 [Fonte dati: 16]

Il rapporto suddivide il potenziale di diversi tipi di prosumer e le comunità energetiche coprono un ruolo significativo. Per il 2050 quasi la metà di tutte le abitazioni europee potrebbero essere coinvolte nella produzione di energia rinnovabile, e circa il 37 % di questa potrebbe arrivare tramite la partecipazione collettiva all'interno di una comunità energetica. [16]

Sino a questo momento la europea è stata molto indietro rispetto alla tendenza di diffusione delle comunità energetiche, la mancanza di qualsiasi menzione del coinvolgimento dei cittadini nel sistema energetico ha creato un gigantesco punto cieco politico in tutta Europa. Senza riconoscimento, i cittadini in quanto stakeholder del settore energetico sono stati trascurati nel processo decisionale e politico. [14] Grazie alla recente introduzione del CEP il movimento comunitario per l'energia ha ricevuto un impulso, sotto forma di una migliore legislazione dell'UE che conferisce alle comunità e agli individui il diritto di generare,

immagazzinare, consumare e vendere la propria energia. Tali provvedimenti devono ora essere recepiti e attuati Stati membri dell'UE.

2.2 La nuova normativa europea sulle Comunità Energetiche

Il CEP, pubblicato a novembre 2016, è composto da otto direttive che mirano a mettere in atto dei quadri giuridici adeguati a consentire la transizione energetica porre le basi per la promozione del ruolo attivo dei consumatori. Il miglioramento delle regole darà ai consumatori più flessibilità e protezione, nonché consentirà loro di decidere come produrre la propria energia, stoccarla, venderla o metterla in comune. Grazie a questo maggiore controllo e accesso all'energia, i consumatori potranno beneficiare di una migliore qualità della vita e risparmi sulla spesa. Tale democratizzazione dell'energia allevierà la povertà energetica e proteggerà i cittadini più vulnerabili. [22]

Fra gli strumenti abilitanti, uno dei più rilevanti fa riferimento alla creazione delle Comunità Energetiche (CE), introdotte per la prima volta nel quadro normativo europeo attraverso:

- la direttiva sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili
 2018/2001 (RED II), pubblicata a dicembre 2018, che stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili;
- la direttiva sulle regole comuni per il mercato interno dell'elettricità 2019/944 (EMD II), pubblicata a giugno 2019, che stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, lo stoccaggio e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, al fine di creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, incentrati sui consumatori, flessibili, equi e trasparenti.

La RED II [35], articolo 2 punto 16, definisce le "Comunità di Energia Rinnovabili" (CER) come un soggetto giuridico:

- a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, 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;
- b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- c) 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.

Nell'articolo 22 vengono elencate le disposizioni date agli Stati Membri per il recepimento della direttiva. Tra le più significative, essi devono assicurare:

- che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di
 partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro
 diritti o doveri in qualità di clienti finali a condizione che, per quanto riguarda
 le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale
 o professionale principale (art.22 comma 1);
- che le CER abbiano il diritto di: produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile; scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, fatto salvo il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile come clienti; c) accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio (art.22 comma 2);
- un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle CER tale da garantire (art.22 comma 4):
 - a. l'eliminazione degli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati;

- b. disposizioni applicabili per le CER che forniscono energia o servizi di aggregazione, o altri servizi energetici commerciali;
- c. la cooperazione del gestore del sistema di distribuzione competente per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle CER;
- d. procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema in linea con una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti;
- e. un trattamento discriminatorio per quanto concerne le attività, i diritti e obblighi in quanto consumatori finali, produttori, fornitori, gestori del sistema di distribuzione, o altri partecipanti al mercato delle CER;
- f. la partecipazione aperta alle CER a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
- g. strumenti per facilitare l'accesso ai finanziamenti e alle informazioni;
- h. un sostegno normativo e di sviluppo delle capacità alle autorità pubbliche al fine di favorire la creazione di CER e aiutare le autorità a parteciparvi direttamente;
- i. norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità di energia rinnovabile.

Nella EMD II [15], articolo 2 punto 11, invece, viene introdotta la definizione di "Comunità Energetica dei Cittadini (CEC)" come un soggetto giuridico che:

- a) 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;
- b) 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;

c) 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.

L'articolo 16 stabile che gli Stati membri debbano provvedere:

un quadro normativo che assicuri: la partecipazione aperta e volontaria a una CEC sia; il diritto dei membri o i soci di una CEC di uscire dalla comunità; i diritti e obblighi di clienti civili o clienti attivi ai membri o i soci di una CEC; la cooperazione del pertinente gestore del sistema di distribuzione con le CEC, previo pagamento di un'equa compensazione valutata dall'autorità di regolazione, per agevolare i trasferimenti di energia elettrica al loro interno; procedure e oneri non discriminatori, equi, proporzionati e trasparenti, anche in relazione alla registrazione e alla concessione di licenze, e a oneri di rete trasparenti per le CEC in modo da garantire che contribuiscano in modo adeguato ed equilibrato alla ripartizione complessiva dei costi del sistema

Inoltre, per questa configurazione gli Stati membri possono prevedere, nel quadro normativo, che le CEC siano aperte alla partecipazione transfrontaliera e abbiano il diritto di possedere, istituire, acquistare o locare reti di distribuzione e di gestirle autonomamente.

In entrambe le tipologie non è ammessa la partecipazione, in qualità di membri della comunità, di aziende del settore energetico (fornitori ed ESCO) al fine di garantire il carattere *no profit* delle comunità energetiche. Tali enti possono invece prestare servizi di fornitura e di infrastruttura. [34]

Entrambe le configurazioni previste dalla normativa offrono ai membri che ne fanno parte benefici ambientali, economici e sociali e prevedono la partecipazione aperta e volontaria. Dall'analisi delle direttive è però evidente che esse abbiano alcune differenze strutturali (figura 2.4). [23]

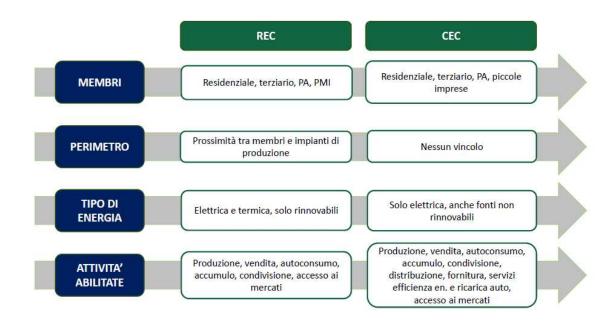


Figura 2.4 Differenze suddivise per tema delle configurazioni di REC e CEC

2.3 Le Comunità Energetiche in Italia

In accordo con il Regolamento (UE) 2018/2019, nel dicembre 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Il documento stabilisce gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO2, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Per quanto riguarda le rinnovabili, l'Italia si impegna a raggiungere, entro il 2030, una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%. Il maggiore contributo sarà dato dal settore elettrico, che al 2030 copre il 55% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. [37, 38]. La ripartizione della capacità installata in Italia entro il 2030, sulla base delle indicazioni del PNIEC, vedrà un sostanziale aumento degli impianti fotovoltaici ed eolici (+39 GW). Si prevede, inoltre, la necessità di installare 6 GW di nuovi

accumuli, sia elettrochimici che idroelettrici. L'Italia, inoltre, pone tra i suoi obiettivi la completa esclusione dal proprio mix produttivo della generazione di energia elettrica da impianti a carbone entro il 2025 (figura 2.4). [37, 38, 3]

Tra le misure per realizzare il contributo nazionale al conseguimento dell'obiettivo vincolante a livello dell'UE per il 2030 in materia di energia rinnovabile il PNIEC annovera le comunità di energia rinnovabile. Queste ultime costituiranno strumento, da un lato per sostenere le economie dei piccoli comuni, sovente ricchi di risorse rinnovabili, dall'altro per fornire opportunità di produzione e consumo locale di energia rinnovabile anche in quei contesti nei quali l'autoconsumo è tecnicamente difficile. Sotto questo profilo, le comunità di energia rinnovabile potranno svolgere una importante funzione anche in termini di consenso locale per l'autorizzazione e la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture. Inoltre, date talune finalità delle comunità, come indicate dalla direttiva rinnovabili, si esploreranno modalità con le quali le stesse comunità possano essere strumento aggiuntivo per dare sostegno a famiglie in condizioni di povertà energetica. [38]

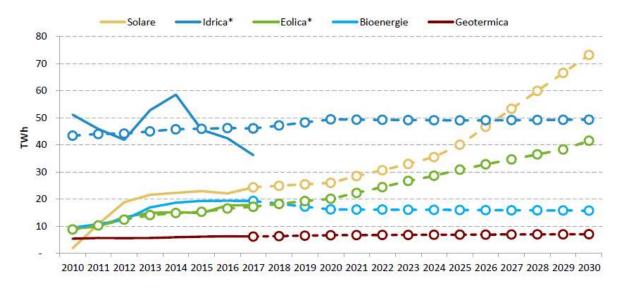


Figura 2.4 Traiettoria di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [Fonte: GSE e RSE]

Questo percorso è stato iniziato con il D.L. n. 162 del 30 dicembre 2019 (Decreto Milleproroghe), convertito in legge il 28 febbraio 2020, che avvia la sperimentazione sulle ricadute dello schema di comunità di energia rinnovabile. Successivamente, con la delibera 318/2020/R/eel, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

(ARERA) disciplina le modalità e la regolazione economica relative a questi nuovi soggetti e, il 16 settembre 2020, il Ministro dello Sviluppo Economico ha firmato il decreto attuativo attraverso il quale vengono stabilite le tariffe incentivanti e le relative modalità di accesso.

Gli obiettivi sopra citati seguono le linee guida europee che mettono al centro il consumatore consapevole e attivo e mirano a un mercato sempre più integrato nel quale la partecipazione delle risorse distribuite sarà sempre più rilevante.

2.4 L'evoluzione delle configurazioni di autoconsumo

Prima dei nuovi provvedimenti sulle CER, il quadro normativo-regolatorio italiano non consentiva iniziative di autoconsumo collettivo tra diversi utenti finali. Sino a questo momento era possibile svolgere l'attività di autoconsumo secondo uno schema "uno a uno", ovvero l'unità di produzione di produzione poteva fornire energia ad un'unica unità di consumo [24]. Negli anni sono state stabilite alcune eccezioni a questa regola per consentire alcune configurazioni di autoconsumo, colmare lacune prodotte dall'innovazione tecnologica o regolarizzare alcuni sistemi esistenti, come nel caso dei consorzi e cooperative storiche.

Ad oggi, sono presenti due macro-gruppi di «configurazioni fisiche» relative all'autoconsumo da parte di clienti finali: i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) ed i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), regolati con due diverse delibere [8]:

- Il Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) 578/2013/R/eel e s.m.i. che definisce le modalità per la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC);
- Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) 539/2015/R/eel e
 s.m.i. che definisce la regolazione dei servizi di connessione, misura,

trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC).

I SSPC sono per definizione sono "sistemi caratterizzati dall'insieme dei sistemi elettrici, connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all'interno dei quali il trasporto di energia elettrica per la consegna alle unità di consumo che li costituiscono non si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione, ma come attività di autoapprovvigionamento energetico." [39] Tali sistemi comprendono:

- i Sistemi efficienti di utenza (SEU) fanno riferimento a configurazioni costituite da uno o più impianti di produzione elettrica alimentati da fonte rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, CAR, con potenza complessiva inferiore o pari a 20 MW. Gli impianti possono servire una sola utenza, che si trovi nello stesso sito degli impianti e sia collegata ad essi con connessione privata, realizzata su un suolo nella piena disponibilità del produttore. Gli impianti devono appartenere ad un unico produttore, anche diverso dal consumatore finale che servono, il quale ha però piena disponibilità del loro utilizzo;

i Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza (SEESEU) rispettano alcune delle seguenti caratteristiche:

- i. rispettano i requisiti dei SEU;
- ii. connettono esclusivamente unità di produzione e consumo, tramite collegamento privato, gestite dal medesimo soggetto giuridico;
- iii. hanno avviato l'iter autorizzativo per la realizzazione prima del 4 luglio 2008:
- iv. sono SSPC già in esercizio o sistemi esistenti (i.e. che sono in fase di realizzazione e hanno già ottenuto le autorizzazioni previste) al 31 dicembre 2013;
- i Sistemi di Autoproduzione (SAP) si distinguono tra le Cooperative e Consorzi storici già esistenti al 1° aprile 1999 e Altri Sistemi di AutoProduzione (ASAP),

configurazioni senza vincoli riguardo la fonte di energia utilizzata (rinnovabile o tradizionale) e la taglia degli impianti; l'energia prodotta può essere utilizzata, tramite collegamenti privati, dal produttore stesso, per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante. Questa configurazione richiede che almeno il 70% dell'energia prodotta venga autoconsumata;

- gli Altri Sistemi Esistenti (ASE) sono tutte quelle configurazioni non riconducibile alle precedenti dove una o più unità produttive, gestite dalla medesima persona giuridica o dal medesimo gruppo societario, sono privatamente collegate con una persona fisica agente come cliente finale o ad una o più unità di consumo gestite dalla medesima persona giuridica o dal medesimo gruppo societario.

Tra le configurazioni definite SEU e ASAP sono le uniche che possono essere ammesse per nuove configurazioni, tutte le altre, infatti, rappresentano un insieme chiuso per il quale non si prevedono future evoluzioni.

La delibera 539/2015/R/eel introduce delle definizioni che non riguarda la tipologia di configurazione, ma fanno riferimento alla proprietà o gestione di una porzione di rete elettrica. I SDC sono intesi come sistemi che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi geograficamente delimitato e che non fornisce utenze civili. In altre parole, sono dei veri e propri sistemi di distribuzione, quindi sottoposti all'obbligo di garantire l'accesso a terzi e all'obbligo di libero accesso al sistema. Questi sistemi comprendono le Reti Interne di Utenza (RIU) e gli Altri SDC (ASDC), come da D.Lgs. n. 93/11.

In questo quadro vanno ad inserirsi le nuove configurazioni di «Comunità di Energia Rinnovabile» le cui principali «novità» riguardano la possibilità di servire diverse utenze con un unico impianto di produzione e l'approccio allo scambio dell'energia con meccanismo «virtuale», in virtù del quale non è necessaria una rete privata che colleghi tutte le utenze coinvolte nella configurazione.

Come anticipato all'inizio del paragrafo, la normativa sino a questo momento si è focalizzata sull'incentivazione di soluzioni singole, trascurando completamente l'aggregazione di più tecnologie e/o utenze.

2.5 Il quadro normativo regolatorio italiano per le Comunità Energetiche

L'Italia ha iniziato l'iter di recepimento della direttiva REDII con largo anticipo sulle scadenze regolate dall'UE, ma non ci sono state azioni rivolte all'implementazione delle EMD nella normativa vigente. Attualmente nessuna delle due direttive europee è stata definitivamente recepita, ma recentemente sono stati resi pubblici dal parlamento italiano gli schemi dei decreti legislativi recanti l'attuazione della Direttiva UE 2018/2001 e della Direttiva UE 2019/944, rispettivamente Atto di Governo n. 292 e n.294.

Il Decreto-legge 30 dicembre 2019 n. 162 (Decreto Milleproghe)

In data 28 febbraio 2020 è stato approvato in via definitiva il decreto-legge 30 dicembre 2019, n.1 62 (Decreto Milleproroghe) [40], coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8 recante: «Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.».

Al suo interno è incluso l'Art. 42-bis che ha l'obiettivo di attivare le configurazioni di comunità di energia. È da sottolineare il fatto che quanto definito dal Milleproroghe non è definitivo, ma introduce una fase sperimentale. Infatti, il monitoraggio delle nuove configurazioni è funzionale all'acquisizione di elementi utili all'attuazione delle disposizioni in materia di autoconsumo di cui alla citata direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) e alla direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio. [37]

Nello specifico, la definizione introdotta dal decreto è quella di «Comunità di Energia Rinnovabile», ripresa dalla Direttiva RED II senza sostanziali modifiche, ma aggiunge alcuni punti per la definizione delle CER:

- a. gli impianti di produzione ammessi alla configurazione devono essere entrati in esercizio in data successiva al 1° marzo 2020 e avere una potenza nominale non superiore ai 200 kWp, essi devono essere detenuti dalla CER, ciò significa che ne hanno la piena disponibilità anche nel caso in cui non ne siano i proprietari e possono essere gestiti anche da un produttore esterno;
- b. gli impianti di produzione e tutti i punti di consumo facenti parte della CER devono essere sottesi alla medesima cabina di trasformazione MT/BT;
- c. la condivisione deve avvenire attraverso la rete elettrica già esistente, ovvero con un approccio "virtuale"; infatti, il decreto non prevede né la creazione di nuovi tratti di rete né la cessione di parte della rete pubblica esistente per uso privato della comunità

Con autoconsumo "virtuale" (detto anche "commerciale" o "su perimetro esteso") ci si riferisce ad uno schema di utenza che prevede l'utilizzo della rete pubblica per lo scambio di energia tra unità di generazione e di consumo (figura 2.5) [24]

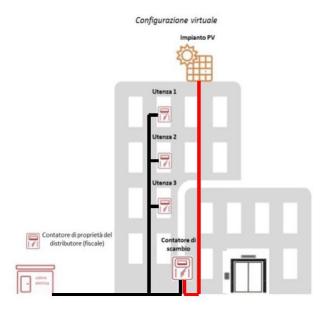


Figura 2.5 Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze e impianto di produzione [24]

Il concetto di energia condivisa è un altro aspetto importante. Al comma, 4 lettera b) dell'Art.16-bis del decreto leggiamo:

«L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati»

Infine, il decreto incarica L'Autorità di regolazione per energia, rete e ambiente (ARERA) e il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) di definire rispettivamente:

- Il valore delle componenti tariffarie che non risultano teoricamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione (equiparabile all'autoconsumo fisico in situ). Il documento che riporta queste informazioni è la Delibera ARERA 318/2020, illustrata nel paragrafo successivo.
- La tariffa incentivante volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo. Gli schemi di incentivazione sono stati definiti con il decreto attuativo del 15 settembre 2020 illustrato nel paragrafo.

Componenti tariffarie: Delibera ARERA 318/2020/R/EEL

Nel mese di agosto ARERA ha definito, attraverso la Deliberazione 318/2020/R/eel [41], il modello di regolazione transitorio da applicare alle CER per la valorizzazione dell'energia condivisa. IL GSE è poi il soggetto incaricato per il calcolo su base mensile del contributo per ciascuna configurazione.

Per le CER il contributo unitario di autoconsumo forfettario prevedere la restituzione delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh autoconsumato, vigenti nell'i-esimo mese della componente TRAS_E della tariffa di trasmissione e del valore massimo della componente variabile di distribuzione BTAU, pari a circa 8 €/MWh (dato 2020) per l'energia condivisa all'interno delle CER.

Nei casi in cui l'incentivazione dell'energia elettrica condivisa preveda il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione facenti parte (o che assumono rilievo ai fini) delle configurazioni consentite, la tariffa incentivante di cui al comma 8.1, lettera b), include la remunerazione dell'energia

elettrica immessa. In tali casi, il GSE applica anche i corrispettivi di sbilanciamento determinati calcolati secondo quanto previsto dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07, ad eccezione degli impianti di produzione appartenenti a punti di dispacciamento isolati, e attribuisce, altresì, gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare dalla partecipazione al Mercato Infragiornaliero, secondo i medesimi criteri di cui all'articolo 9 dell'Allegato A alla deliberazione 280/07.

La maggiore novità introdotta dalla delibera riguarda i dati di misura. ARERA chiarisce dovranno pervenire al GSE le misure dell'energia immessa e prelevata su base oraria. Per il dettaglio delle modalità di calcolo si rimanda al Paragrafo 3.9, dove viene descritta nel dettaglio la procedura di formulazione del valore della valorizzazione.

L'incentivo: Decreto attuativo MiSE 16 settembre 2020

L'ultimo passo ad oggi implementato, relativo alla regolazione delle configurazioni di Comunità di Energia Rinnovabile è il decreto attuativo del Ministro dello Sviluppo Economico [42], firmato il 16 settembre 2020, attraverso il quale vengono stabilite le tariffe incentivanti e le relative modalità di accesso.

Il Decreto incentiva l'energia condivisa tra i partecipanti della CER valorizzandola con un incentivo di tipo feed-in premium, ossia un incentivo che si somma al valore di mercato dell'energia, pari a 110 €/MWh. L'incentivo viene introdotto con l'obiettivo di sostituire progressivamente il servizio di scambio sul posto e viene erogato per un periodo di 20 anni, al fine di consentire una adeguata remuneratività degli investimenti.

Inoltre, nell'art. 5 il decreto precisa che le tariffe sono cumulabili esclusivamente con:

- la detrazione di cui all'articolo 16-bis, comma 1, del DPR 917/1986;
- la detrazione del 110%, nei limiti e alle condizioni stabilite dall'art. 3, comma 3.

Il Decreto-legge 19 maggio 2020 n.34 (Decreto Rilancio)

Per completare il quadro di riferimento occorre infine presentare anche le novità introdotte dal decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito dalla legge 17 luglio 2020, n. 77 [43], sui sistemi di detrazioni per l'acquisto ed installazione di un un impianto fotovoltaico.

Nello specifico, si evidenzia che in caso di una riqualificazione energetica complessa di un edificio che comprenda obbligatoriamente almeno un intervento tra la sostituzione dell'impianto di climatizzazione invernale e/o la coibentazione delle superfici opache (identificati come interventi trainanti), è possibile accedere alle detrazioni fiscali del 110% (Superbonus) anche per la realizzazione di impianti fotovoltaici (o di sistemi di accumulo) purché l'energia non autoconsumata o condivisa sia ceduta al GSE. Si può usufruire della detrazione per una potenza nominale non superiore a 20 kWp e il massimale di spesa è stato fissato a 2.400 €/kWp. Il Superbonus non è cumulabile con l'incentivo del decreto ministeriale, ma vi è comunque la possibilità di accedere al contributo per la valorizzazione dell'energia condivisa previsto da ARERA.

L'accesso alla detrazione del 50% del costo di installazione in dieci anni è un'alternativa alla precedente ed è compatibile con gli incentivi previsti per le CER.

2.6 La fase pilota

Al fine di testare l'applicabilità delle nuove normative e le ricadute sul sistema elettrico delle nuove configurazioni di autoconsumo la società di Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) ha ricevuto l'incarico di svolgere un'attività di studio per promuovere l'implementazione di progetti Pilota di CER. [24] La ricerca è stata svolta su alcuni casi studio, con il fine di svolgere un'analisi costi-benefici non solo dal punto di vista energetico, ma considerando anche la dimensione economica, ambientale e sociale, sia per i soggetti coinvolti nei progetti pilota che per il sistema nel suo complesso.

Tabella 2.1 Criteri di ammissibilità soggetti coinvoltiprogetto pilota RSE [44]

Criterio	Descrizione
Soggetti coinvolti	1) Il soggetto proponente deve dimostrare, alla data di
	presentazione della manifestazione di interesse, di avere
	almeno una lettera di supporto delle amministrazioni locali.
	2) Il soggetto proponente deve fornire una stima dei possibili
	soggetti coinvolti indicandone tipologia e numerosità
	(consumatori residenziali, industriali, commerciali, ESCO,
	società di produzione e vendita di energia, ecc.).
Dimensionamento	1) Numero di punti di connessione elettrica di utenze coinvolte
del progetto	nel progetto pari o superiore a 100 POD.
dimostrativo	2) Consumo energetico annuo (elettrico + termico) pari o
	superiore a 1000 MWh
Accesso ai dati	1) Il proponente dichiara di avere disponibilità e garantisce a
	RSE l'accesso ai seguenti dati energetici e statistici,
	eventualmente in forma aggregata:
	a) carichi e generatori (potenza installata, consumi/produzioni
	annue);
	b) connessioni dei generatori e carichi considerati alle
	infrastrutture energetiche esistenti (reti di distribuzione
	dell'energia elettrica, gas, teleriscaldamento e
	teleraffrescamento);
	c) infrastrutture di metering disponibili;
	d) dati utili a fornire una visione prospettica di sviluppo della
	comunità energetica, quali trend demografici, piani di sviluppo
	delle infrastrutture energetiche e di trasporto, piani di
	urbanizzazione, ecc.;
	e) disponibilità delle FER sul territorio coinvolto:
	i) esposizione anemologica/solare e stima della producibilità;
	ii) corpi idrici sfruttabili attraverso la realizzazione di invasi o
	impianti di micro generazione;
	iii) presenza potenziale di biomassa (da allevamenti, attività
	agricole, attività silvo-pastorali);
	iv) presenze di risorse geotermiche, stima del potenziale
	ottenibile da altre filiere energetiche.
	f) Storico dei dati aggregati degli impianti di produzione

Rispettando la definizione di CER che evidenzia la partecipazione aperta e volontaria alla configurazione, l'RSE ha aperto il 18 ottobre 2019 sul proprio sito web una raccolta di manifestazioni di interesse. Nell'ottica di rendere le analisi il più significative possibile sono stati determinati dei criteri di ammissibilità per poter partecipare allo studio (Tabella 2.1). [44]

Le candidature ricevute entro i termini del bando e giudicate ammissibili sono state 12. Tra queste l'RSE ha selezione 6 progetti pilota di Comunità di Energia Rinnovabile (figura 2.6). per la maggior parte nel nord Italia: 2 coop storiche, 2 utility locali, 1 Comune, 1 comunità ai sensi di una Legge Regionale. Lo studio condotto dall'RSE va oltre l'attuale quadro normativo e regolatorio (transitorio) e in quest'ottica i sei progetti pilota selzionati, diversamente da quanto proposto dalla Legge 8/2020, non prevedono limitazioni alla potenza di generazione installata e considerano punti di immissione e di prelievo sottesi alla medesima cabina primaria. L'obiettivo dello studio è di simulare combinazioni di tecnologie e scenari regolatori che consentiranno di trarre il massimo vantaggio conseguibile da una crescente integrazione tra produzione e consumo all'interno di queste realtà. [24]

3. Metodologia

Le simulazioni della configurazione delle CER e le relative analisi sono stata svolte attraverso una procedura informatica costruita utilizzando come paradigma la programmazione orientata agli oggetti, OOP (object-oriented programming), scritta in linguaggio *Python*.

Il codice sperimentale, creato dal gruppo di ricerca sulle CE dell'Energy Center Lab del Politecnico di Torino, è attualmente in fase di sviluppo. Il tool è in grado di lavorare con i flussi di energia e, durante questo lavoro di tesi, sono state integrate delle nuove funzioni che implementato i calcoli economi ad essi associati.

La tecnologia di produzione di energia elettrica attualmente implementata è il fotovoltaico per due motivazioni principali: la sua maggiore diffusione nella generazione distribuita a livello di utenze in media e bassa tensione e il forte appoggio della normativa italiana all'espansione di questa specifica tipologia di impianti. L'algoritmo è flessibile e si presta a sviluppi futuri come l'inserimento dell'energia termica, di altre fonti di energia primaria, nuove tecnologie come l'accumulo e diverse logiche di gestione, diventando strumentale per la valutazione sia della realizzazione di una nuova configurazione di CER, sia per l'ottimizzazione di configurazioni già esistenti.

L'obiettivo di questo capitolo è descrivere la logica con la quale è stato sviluppato il codice di simulazione, la metodologia utilizzata per la simulazione dei profili di produzione e consumo delle utenze facenti parte della CER e i relativi calcoli economici.

3.1 Simulazione di una comunità energetica

Sull'ambiente di sviluppo usato per la programmazione, un'interfaccia principale collega tutte le sezioni del codice e permette all'utente di creare un progetto, di selezionare lo scenario da simulare e le analisi da effettuare e, eventualmente, di produrre i grafici dei risultati ottenuti. La gestione e l'analisi dei dati avviene con il

supporto della libreria software *Pandas* che permette di manipolare tabelle e serie temporali.

Il *core* del codice è la sezione *Setup* (A) che ha l'obiettivo di creare, organizzare e modificare la struttura di gestione dei dati. In sintesi, le azioni eseguite in questa sezione sono:

- creazione progetto;
- caricamento dei i dati di input (Paragrafo 5.2);
- impostazione dei database di immagazzinamento dei dati;
- istanziare le due classi del progetto "Contatore" e "Aggregato".

La classe *Contatore* vuole imitare il comportamento di un'utenza che può essere di solo consumo, di sola produzione o un *prosumer*. In essa sono contenute tutte le informazioni anagrafiche, energetiche ed economiche del cliente finale creato. La classe *Aggregato*, invece, ricostruisce la configurazione di un gruppo di autoconsumo.

La sezione *Simulation* (B) si occupa di simulare i profili di produzione degli impianti fotovoltaici e i profili di domanda del consumatore finale. I dettagli della metodologia utilizzata verranno esposti rispettivamente nei paragrafi 3.3 e 3.4.

Nella sezione *Scenario* (C) vengono forniti gli strumenti per l'impostazione della configurazione schematica dell'aggregato di utenze che si desidera simulare. Scelta la tipologia di schema di autoconsumo da implementare e le modalità con le quali le utenze vengono raggruppate, si può variare la composizione del parco di produzione e/o il numero, la tipologia e il ruolo delle utenze facenti parte dell'aggregato.

La sezione *Economics* (D) è un segmento del codice, integrato al codice in questo lavoro di tesi, che associa ai flussi energetici un valore monetario considerando i costi dell'energia elettrica e i sistemi di valorizzazione e incentivazione dell'autoconsumo nel quadro normativo italiano.

Infine, nella sezione *Analysis* (E) vengono analizzati e manipolati i dati ottenuti dalle simulazioni per il calcolo degli output in forma tabellare o grafica.

Il percorso fatto dal codice per arrivare ai risultati della simulazione viene impostato dall'utente. Una funzione iniziale permette di creare un progetto, nonché di modificare o semplicemente caricare un progetto già esistente. Se lo studio è nuovo, o si desidera resettarne uno precedentemente creato, si accede a sezione *Setup* che crea la cartella del progetto e il percorso ad essa associato, chiede all'utilizzatore di inserirvi all'interno i file di input necessari, ne verifica il contenuto e lo riorganizza in vari *dataframe*. Creato lo scheletro dell'analisi si passa alla sezione *Simulation* dove vengono create le serie temporali dei profili di produzione e di domanda per ogni utenza inserita. Ottenuti i profili energetici viene creata, per l'i-esimo consumatore, l'istanza *Contatore* che viene popolata, attraverso i metodi di classe, con le informazioni sulla produzione, i consumi e tutti i flussi di energia autoconsumata, immessa e prelevata determinati attraverso il bilancio energetico.

Il passo successivo è la scelta scegliere dello scenario di simulazione. Nella sezione Scenario viene quindi stabilita la suddivisione dei clienti finali in uno o più gruppi di autoconsumo secondo le modalità dello scenario selezionato. In questa fase, inoltre, se l'analisi che si vuole svolgere lo richiede, è possibile apportare delle modifiche a monte alla taglia del parco di generazione elettrica e/o al campione di utenze dal quale attingere per la composizione dell'aggregato creandone di nuove. Una volta costruiti i gruppi di autoconsumo viene creata, per ognuno di loro, l'istanza *Aggregato*. Quest'ultima viene determinata estrapolando le informazioni delle utenze facenti parte della configurazione analizzata dalle istanze *Contatore* ad esse associate e raggruppandole al fine di ottenere i dati del comportamento energetico del raggruppamento di consumatori nel suo insieme.

La sezione *Economics* si aziona ogni qual volta si crea un'istanza, sia essa *Contatore* o *Aggregato*. Una volta stabilite le serie temporali dei profili energetici, si determinano i flussi economici mensili relativi al costo per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, l'eventuale risparmio dovuto all'autoconsumo fisico e i guadagni relativi al sistema di incentivazione scelto. Infine, l'utente può lanciare le funzioni della sezione *Analysis* per riorganizzare i dati di output secondo i suoi obiettivi di analisi e le sue esigenze.

3.2Dati di input

Il codice è in grado di ricreare il comportamento di *prosumer*, *producer* o *consumer*, durante un intero anno solare, e successivamente aggregarli in una o più configurazioni di autoconsumo. L'utente, attraverso la gestione dei dati di input (tabelle 3.1 e 3.2), può dare indicazioni per:

- l'identificazione della tipologia di edificio che ospita l'utenza (stabile unifamiliari, condominio);
- la regolazione della domanda dell'utenza;
- la caratterizzazione della fornitura elettrica;
- il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico;

Tabella 3.1 Dati di input del codice di simulazione associati all'utenza.

Dato	Definizione		
ID Utenza	Codice identificativo del contatore (esempio: codice POD)		
ID Edificio	Numero identificativo dell'edificio nel quale si colloca il		
	contatore. Questo dato è importante perché fornisce		
	informazioni sulla tipologia di edificio che andremo a		
	simulare; infatti, se lo stesso ID edificio è associato a più		
	contatori è chiaro che si tratta di un condominio.		
Condominiale	Variabile booleana uguale a <i>True</i> se il contatore in oggetto		
	è condominiale o se abbiamo a che fare con edifici		
	unifamiliari (in quanto il contatore dell'utenza è l'unico		
	esistente per quel determinato edificio).		
Tariffa	Dà indicazioni sul piano tariffario dell'utenza [TDR; TDR		
	MONO; TDNR; TDNR MONO; TDPC]		
Potenza nominale	[kW] nominali di fornitura di energia elettrica		
Consumi (F1/F2/F3)	Consumi per fascia dell'utenza in [kWh]		

I dati della tabella 3.2 sono contenuti all'interno di un *shapefile*, un formato vettoriale per sistemi informativi geografici (GIS) che permette di archiviare la posizione, la forma e gli attributi delle caratteristiche geografiche. In altre parole, il file contiene, oltre ai dati descritti sopra, informazioni relative alla localizzazione

dell'edificio che saranno fondamentali per la simulazione dei profili di produzione degli impianti fotovoltaici.

Per la creazione del documento è stato utilizzato il software QGIS, un'applicazione desktop GIS open source che permette di visualizzare, organizzare, analizzare e rappresentare dati spaziali. Attraverso questa applicazione è possibile geolocalizzare le utenze, verificare la collocazione di eventuali impianti esistenti e calcolare l'angolo di azimut e l'area delle falde.

Tabella 3.2 Dati di input del codice di simulazione associati all'i-esima falda.

Dato	Definizione	
	Codice identificativo dell'i-esima falda che deve	
	contenere il codice ID dell'edificio al fine di	
ID Falda	permettere, non solo di associare l'impianto	
	all'edificio, ma anche di associare l'impianto al/ai	
	contatore/i bidirezionale a cui è collegato.	
	Area in [m²] calcolata su immagini da satellite con il	
	software QGIS e corretta dell'angolo di inclinazione	
A (11	(γ):	
Area falda	$A_{falda} = \frac{A_{QGIS}}{\cos \gamma}$	
Angolo di tilt	Valore inclinazione della falda in gradi.	
Angolo di azimut	Valore dell'orientamento della falda determinato	
Angolo di azimut	con un'apposita funzione di QGIS.	
	Se 'Inst' sta ad indicare che sulla falda è presente un	
Installato/Potenziale	impianto fotovoltaico; al contrario, se 'Pote', la falda	
	è vuota.	
	Se l'impianto esiste, e il valore di [kWp] presente	
Potenza di picco	sulla falda. (N.B. Non indica la potenza complessiva	
1 oteriza di picco	dell'impianto, ma solo quelle relativa alla parte di	
	impianto collocata sulla falda descritta)	

3.3 Simulazione profili di consumo

La simulazione dei profili non è strettamente necessaria per il corretto funzionamento dell'algoritmo, infatti, il codice permette di inserire i profili reali di consumo come dato di input (vedi tabella 3.1). Le serie temporali caricate vengono poi manipolate per ottenere la risoluzione utilizzata per le analisi. Il ricampionamento dei dati può avvenire con due modalità differenti a seconda dell'intervallo (Δt) che intercorre tra due misurazioni consecutive:

- $timestep < \Delta t$: interpolazione dei dati con il metodo spline ($resample\ up$ -stream)
- $timestep > \Delta t$: valore medio (resample down-stream)

Questo procedimento, però, potrebbe inficiare l'accuratezza dei risultati finali se i dati reali di cui si dispone hanno un passo temporale troppo elevato. Per questo motivo il codice è stato dotato di una procedura in grado di sopperire alla mancanza di dati reali e simulare l'andamento annuo del consumo dell'utenza.

In questo studio la simulazione della domanda viene effettuate utilizzando i risultati del modello multi-scala sviluppato da Bottaccioli et.al [45] che generare profili di carico residenziali realistici a diverse risoluzioni spazio-temporali. Il tool sfrutta le informazioni provenienti dai censimenti e dalle indagini nazionali e genera popolazioni statisticamente consistenti di famiglie eterogenee con i rispettivi apparecchi. Utilizzando un approccio bottom-up basato su *Monte Carlo Non-Homogeneous Semi-Markov*, il modello simula i comportamenti di utenze domestiche e relativi profili di carico su base giornaliera e settimanale, nei giorni feriali e nei fine settimana. L'innovazione dell'approccio adottato dal gruppo di ricercatori sta nel fatto che vengono tenute in considerazione la dipendenza dal tempo della probabilità di svolgere attività specifiche in una casa e la loro durata. Inoltre, i risultati possono essere forniti con risoluzioni temporali diverse. Per le nostre analisi è stato creato, con questa metodologia, un campione di mille curve di carico con una risoluzione al minuto che viene utilizzato come risorsa del codice in esame.

Di seguito vengono descritti gli step della simulazione:

- 1. Per ogni utenza viene acquisito dal codice, in maniera casuale, uno dei profili di carico appena descritti.
- 2. Il codice confronta il passo temporale scelto per la simulazione con la risoluzione dei dati di misura della serie temporale ed esegue il ricampionamento con le modalità esposte precedentemente.
- 3. La serie temporale ottenuta viene normalizzata rispetto alla domanda totale di energia dell'utenza. Questo passaggio è necessario in quanto il tool di simulazione necessita dei consumi per una famiglia specifica deve avere delle informazioni puntuali sulle sue caratteristiche (numero persone, età, livello di istruzione, etc.). In mancanza di queste caratteristiche, le curve di carico "casuali" utilizzate nella presente simulazione vengono ricalibrate, come descritto di seguito, al fine di ricreare degli andamenti il più possibile coerenti con quelli reali:
 - Utenze con dati di consumo disponibili: la serie temporale scelta in maniera casuale dal campione dei profili simulati, ts_{sim}, viene moltiplicata per il rapporto tra la domanda totale annua misurata dell'utenza, D_{tot,mis}, e la domanda totale annua simulata, D_{tot,sim}

$$ts_D = ts_{sim} * \frac{D_{tot,mis}}{D_{tot,sim}}$$
(3.1)

Utenze con dati di consumo assenti: la serie temporale estratta casualmente dal
campione dei profili simulati, tssim, viene moltiplicata per il rapporto tra un
valore che rappresenta la domanda totale annua dell'utenza, generato con
una procedura random, Dtot,RDM, e la domanda totale annua simulata, Dtot,sim

$$ts_D = ts_{sim} * \frac{D_{tot,RDM}}{D_{tot,sim}}$$
 (3.2)

Il valore del termine D_{tot,RDM} viene ottenuto o con una generazione random semplice che estrae un valore, riferito al consumo annuo per un'utenza domestica, compreso tra un minimo e un massimo. I valori di default del codice corrispondono ai valori di consumo domestico per utenza calcolati dai dati forniti dal Terna [53] per regione riferiti al 2019, tuttavia è possibile modificare tali parametri a seconda delle esigenze della simulazione. Precisamente il minimo è stato impostato a 1426 [kWh/anno], mentre il massimo è pari a 2345 [kWh/anno], dati relativi rispettivamente alla Valle d'Aosta e alla Sardegna.

Il risultato finale, tsp, verrà associato all'ID Utenza dell'i-esimo consumatore.

3.4Simulazione produzione da impianto fotovoltaico

La simulazione dei profili di produzione si compone di due parti: il dimensionamento e la producibilità dell'impianto. Ad ogni impianto può essere associata più di una serie temporale di valori di produzione in base al suo posizionamento sulla copertura dell'i-esimo edificio. Ogni serie temporale ottenuta, infatti, si riferisce alla produzione di una singola falda. Se un edificio possiede più falde con dei pannelli installati, la produzione dell'impianto sarà data dalla sommatoria dei profili temporali ad esse associati. Questa suddivisione è necessaria perché le falde posso avere valori di inclinazione differenti e ciò inciderà sulla producibilità. I dati di input necessari sono stati introdotti precedentemente e schematizzati nella tabella x.x,

Prima del lancio delle due simulazioni introdotte è necessario stabilire a priori dove si desidera creare il parco di produzione fornendo al programma un criterio di selezione delle falde denominato *listaID*. Tale parametro può assumere un valore da 0 a 1 dove con:

- 0 vengono selezionare e introdotte nel processo di simulazione della produzione solo le falde dove è già presente un impianto identificate con l'attributo "Inst";
- 1, valore di default, vengono simulati gli impianti su tutte le falde presenti sullo shapefile di input;
- valori compresi tra 0 e 1: vengono selezionate tutte le falde "Inst" con impianti già esistenti più una percentuale di falde "Pote" (porzioni attualmente vuote, ma idonee per l'installazione della tecnologia fotovoltaica), indicata dal numero assegnato al parametro, dove verranno simulati nuovi impianti.

Determinate le falde si assegna la potenza nominale all'impianto in esse posizionato. Per gli impianti esistenti si considera il valore reale espresso in [kWp], mentre per le porzioni di copertura sulla quale non vi è nessuna installazione, falde "Pote", la potenza nominale (Pnom,FV) viene determina con la formula:

$$P_{nom,FV} = \frac{A_{i-falda}}{1000 * u_{PV-standad}} \cdot \% copertura (3.3)$$

dove:

- $A_{i-falda}$ è l'area della falda in [m²]
- $u_{PV-standad}$ è la densità di potenza di un modulo standard impostata pari a 200 [W/m³]
- % copertura indica la percentuale dell'area interessata dall'installazione dei pannelli, considera la presenza di eventuali ostacoli sulla copertura e/o la necessità di ridurre di ridurre l'impianti per motivi di ombreggiamento, tecnici, etc. (valore di default 70%).

Per la simulazione della producibilità degli impianti fotovoltaici, invece, il codice sfrutta il simulatore PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Le impostazioni date al programma di calcolo fanno in modo di ottenere la produzione di 1 kWp di potenza, durante un TMY (Typical Metereological Year), con risoluzione oraria. Inoltre, la simulazione tiene conto dell'orizzonte locale per stimare l'ombreggiamento totale proveniente da colline o montagne vicine. I

restanti dati forniti al software vengono elencati nella tabella 3.3. La tecnologia del pannello fotovoltaico e le perdite di sistema sono comuni a tutte le falde.

Tabella 3.3 Dati di input per la simulazione della produzione oraria di 1 kWp di impianto fotovoltaico durante un TMY attraverso il simulatore PVGIS

Parametro	Descrizione		
Perdite di sistema	14% - valore di default suggerito dal		
	software PVGIS. La percentuale fa		
	riferimento a tutte le perdite dell'impianto		
	che riducono il valore di energia immesso		
	in rete rispetto a quello di energia prodotta		
	dai moduli, i.e. perdite resistive nei cavi,		
	perdite nell'inverter, perdite di potenza		
	dovute all'età dell'impianto o alla		
	presenza di corpi estranei et cetera.		
Tecnologia pannello	Silicio cristallino		
Inclinazione pannello, angolo di tilt	Dati di input forniti dall'utente con un file		
Orientamento pannello, angolo di	in formato .shp costruito attraverso		
azimut	l'applicazione open source QGIS che		
Latitudine	permette di visualizzare, organizzare,		
Longitudine	analizzare e rappresentare dati spaziali.		

La serie temporale di output, tspvgis, viene infine ricampionata per ottenere la risoluzione richiesta dall'utente per la simulazione con le stesse modalità introdotte nel paragrafo precedente per i profili della domanda.

I profili di produzione finali, tsp,fi, sono ottenuti moltiplicando la serie temporale simulata con PVGIS per la potenza nominale dell'i-esima falda.

$$ts_{P,(f_i)} = ts_{PVGIS} \cdot P_{nom,FV} (3.4)$$

Infine, i dati temporali così determinati vengono associati all'ID Falda, ognuno dei quali viene assegnato all'ID Utenza al quale è abbinato attraverso l'ID Edificio. In altre parole, ogni edificio della simulazione può avere una o più falde ad esso associate che possono far parte di uno o più impianti di proprietà condominiale o

di un singolo *prosumer*. I codici ID danno all'algoritmo le informazioni relative alla localizzazione e alla proprietà dell'impianto di produzione per la corretta assegnazione dei profili di produzione.

3.5Bilancio energetico

Ottenute le serie temporali della domanda e della produzione per ogni *Contatore* si effettua il bilancio energetico dell'utenza che consente di determinare gli andamenti dell'energia immessa, dell'energia prelevata e dell'energia autoconsumata. Il primo step è il calco del flusso netto di energia, NF – *Net Flow*, con la formula:

$$NF = ts_D - \sum_{i=1}^{n^{\circ} falde} ts_{P,(f_i)}$$
 (3.5)

Il risultato è una nuova serie temporale contenente valore positivi e negativi, se:

- NF_(Δt)> 0 significa che produzione non copre i consumi dell'utenza quindi si è costretti a prelevare l'energia elettrica dalla rete; quindi, il valore verrà assegnato alla serie temporale dell'energia prelevata, ts_{Pr};
- NF_(Δt) < 0 siamo nella situazione in cui la produzione è superiore alla domanda per cui immettiamo in rete le eccedenze e il valore verrà assegnato alla serie temporale dell'energia immessa, tsi.

Con queste nuove informazioni il calcolo dell'autoconsumo istantaneo diventa immediato e pari a:

$$ts_{AC} = \left(\sum_{i=1}^{n^{\circ} falde} ts_{P,(f_i)}\right) - ts_I (3.6)$$

3.6 Simulazione flussi economici

Nel presente paragrafo viene illustrata la metodologia di calcolo utilizzata per la determinazione del costo della bolletta elettrica e degli schemi di valorizzazione per le Comunità di energia Rinnovabile (CER) e lo Scambio sul posto (SSP). Entrambi consentono di valorizzare l'energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili e non immediatamente autoconsumata, ma con dinamiche e obiettivi del tutto differenti. Lo SSP permette all'utente *prosumer* di utilizzare la rete elettrica come un accumulo "virtuale", e quindi riacquistare l'energia precedentemente immessa in un momento successivo in cambio di un "contributo" fittizio di parte dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema. Nelle CER, invece, l'energia immessa in rete non viene semplicemente scambiata, ma condivisa con altre utenze nelle immediate vicinanze facenti anch'esse parte della configurazione. Il consumatore non agisce più come singolo, ma come comunità.

Tutte le formule introdotte per i calcoli degli schemi di incentivazione sono state estrapolate della documentazione pubblicata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [46, 47] che, tra le varie attività di sua competenza, si occupa dell'erogazione degli incentivi economici associati alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER).

I valori numerici di default necessari per la determinazione dei flussi economici sono stati reperiti dai siti web dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) e del Gestore dei Mercati Elettrici (GME). La scelta dell'anno di riferimento è stata basata su due fattori: l'attualità e la completezza dei dati ad esso relativi, ossia valori il più recenti possibile e reperibili per un interno anno solare.

Il 2020 è l'anno che rispetta entrambi i requisiti, ma la grave situazione dovuta alla pandemia di Covid-19, oltre a rilevanti conseguenze economico-sociali, ha provocato sensibili effetti sulla domanda di energia elettrica con un conseguente calo di tutti i prezzi di vendita. [48, 49] L'abbassamento della domanda e lo spostamento della produzione verso fonti con costi più bassi ha generati un calo

dei prezzi nel Mercato del Giorni Prima (MGP) (figura 3.1): il PUN medio mensile ha raggiunto il suo minimo storico nel mese di maggio, pari a 21,79 €/MWh, rispetto al valore di 50,67 €/MWh registrato nello stesso mese dell'anno precedente. L'abbassamento si riflette anche sulle condizioni economiche di fornitura per le utenze domestiche.

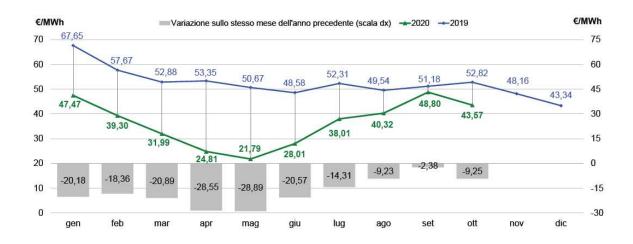


Figura 3.1 Confrontro esiti mercato elettrico anni 2019 e 2020

Tutte le precedenti affermazioni hanno portato a scegliere come anno di riferimento il 2019 ed escludere il 2020, in quanto quest'ultimo, anche se più recente, descrive una situazione "eccezionale".

3.7 La bolletta elettrica

In Italia il costo dell'energia elettrica (tabella 3.4) è suddiviso tra la spesa per la materia energia, quella per il trasporto e la gestione del contatore e gli oneri di sistema, alle quali vanno aggiunte le imposte.

La spesa per la materia energia copre i costi relativi alle attività di generazione, vendita e dispacciamento che vengono svolte per fornire il bene al cliente finale. L'importo è costituito da una quota fissa e una variabile, o quota energia. La prima, espressa in €/anno, comprende il prezzo per la commercializzazione e la vendita (PCV) e dalla componente di dispacciamento (DispBT). Quest'ultima serve a compensare la differenza tra gli importi versati con la PVC e i costi di gestione

commerciale riconosciuto a quelle imprese che esercitano la vendita per il regime di maggior tutela. La quota variabile, invece, espressa in €/kWh, comprende: il prezzo dell'energia (PE - monorario, biorario o per fascia) comprensivo delle perdite; il prezzo dispacciamento (PD) a copertura del servizio di mantenimento dell'equilibrio della rete e dal prezzo di perequazione (PPE) che garantisce l'equilibrio tra i costi effetti di acquisto e dispacciamento e i pagamenti del cliente.

Tabella 3.4 Struttura costi bolletta elettrica

Spesa	Spesa Composizione prezzo		onenti
Mataria	Ouata anargia [E/WWh]	PD	
	Quota energia [€/kWh]	PPE	
Materia energia	Ouata ficea [f/anna]	PCV	
	Quota fissa [€/anno]	DISPbt	
		σ_3	
	Quota energia [€/kWh]	UC3	
Trasporto e gestione		UC6	
contatore	Quota potenza [€/kW/anno]		
	Quota potenza [e/kw/anno]	σ_2	
	Quota fissa [€/anno]	σ_1	
	Quota energia [€/kWh]		
Oneri di sistema	Quota potenza [€/kW/anno]	Asos Arim	
	Quota energia [€/kWh]		
Imposte	Quota energia [€/kWh]	Accise	
Imposte	sul TOTALE BOLLETTA	IVA	

La tariffa relativa alle spese per il trasporto e la gestione del contatore paga le attività per la consegna dell'energia al cliente finale. Essa comprende la tariffa di trasporto, distribuzione e misura composta da una quota fissa (σ_1), una quota potenza (σ_2) e una quota energia (σ_3) applicata all'energia consumata. La quota potenza, espressa in ℓ /kW/anno, è un importo da pagare in proporzione alla potenza impegnata dall'utenza anche in assenza di consumi. La gestione del

contatore è coperta dalla componente tariffaria UC3 [€/kWh] destinata a colmare gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione, e in aggiunta i meccanismi di integrazione. Infine, la componente UC6 serve per sopperire a una parte dei costi sostenuti con gli schemi di incentivi alle imprese che gestiscono le reti di distribuzione e trasporto per il miglioramento della qualità del servizio ed è suddivisa in una quota energia e una quota potenza.

Gli oneri di sistema relativi a tutte le attività di interesse generale per il sistema elettrico e vengono pagati, interamente o in parte, da tutti i clienti finali. Le abitazioni di residenza pagano solamente la quota energia, le altre utenze domestiche, non residenziali, saldano anche la quota fissa e a tutte le altre tipologie di cliente finale si aggiunge anche una quota potenza. Dal 1° gennaio 2018 il prezzo per gli oneri di sistema comprende le componenti:

- Asos a copertura degli oneri generali relativi ai meccanismi di sostegno per la diffusione delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione;
- Arm destinata a: bonus elettrico; integrazioni delle imprese elettriche minori; promozione dell'efficienza energetica; agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario; smaltimento e messa in sicurezza degli impianti nucleari; incentivazione della produzione da rifiuti non biodegradabili; messa in sicurezza del nucleare e misure di compensazione territoriale e sostegno alla ricerca di sistema.

Infine, le imposte si suddividono in accisa, applicata all'energia consumata, e l'IVA, applicata sull'importo totale della bolletta (sommatoria di tutte le voci esposte precedentemente). Alle utenze domestiche viene attualmente applicata l'IVA al 10%, anziché al 22%, e inoltre i clienti con potenza fino a 3 kW godono di aliquote di accisa agevolate.

Il corrispettivo dovuto per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, Cee, viene determinato distinguendo le utenze domestiche di residenza anagrafica, TDR, e utenze domestiche diverse dalla residenza anagrafica. Per semplicità di implementazione è stato utilizzato il regime tariffario mono-orario. I dati utilizzati

nel codice, riassunti nella tabella 3.5, sono stati determinati come la media aritmetica, fatta sui quattro trimestri dell'anno 2019, degli importi pubblicati da ARERA per i clienti del servizio di maggior tutela.

Tabella 3.5 Componenti monetarie bolletta elettrica per clienti finali TDR e TDNR

Componente prezzo	TDR	TDNR	
Quota energia €/kWh	0,1610		
Quota potenza €/kW/anno	21,2930		
Quota fissa €/anno	68,2870	193,2370	

La differenza di costo tra un'utenza TDR e TDNR risiede nel calcolo della quota fissa in quanto, come precedentemente anticipato, alla seconda tipologia viene addebitata la componente in €/anno degli oneri Asos, mentre la prima ne è esente. Le accise sono state accorpate alla quota energia e considerate pari a 0,0227 €/kWh. L'importo finale mensile della bolletta è stato, infine, determinato per ogni *Contatore* con la formula:

$$C_{EE} = (Q_{energia} \cdot E_{Pr,m} + Q_{potenza} \cdot P_{nom,C} + Q_{fissa}) \cdot 1,1 (3.7)$$

dove $E_{Pr,m}$ è l'energia prelevata dall'utenza, $P_{nom,C}$ è la potenza nominale di fornitura e il coefficiente 1,1 tiene conto dell'IVA al 10% applicata alle utenze domestiche.

3.8 Scambio Sul Posto

Il meccanismo di Scambio Sul Posto (SSP) è una compensazione dell'energia prodotta e immessa in rete in un dato momento con quella prelevata e consumata in un istante differente. Questa particolare forma di autoconsumo consente all'utente di utilizzare la rete elettrica per l'"immagazzinamento virtuale" dell'energia generata dall'impianto fotovoltaico durante il giorno e non contestualmente autoconsumata. Il servizio, regolato dal GSE, è disciplinato dalla delibera ARERA 570/2012/R/ERF e s.m.i. che impone come condizione necessaria

per l'accesso al servizio la presenza di impianti per il consumo e di produzione sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica.

Sono ammessi al servizio le tipologie di clienti finali facenti parte di un Altro Sistema Semplice di Produzione e Consumo, ASSPC, escluse quindi le cooperative e i consorzi storici dotati di una propria rete, che agiscono come *prosumer*.

Il meccanismo di SSP per un'utenza domestica funziona come segue: l'impianto fotovoltaico installato sul tetto dell'abitazione produce energia elettrica che può essere autoconsumata istantaneamente dall'utenza. L'energia non utilizzata viene immessa in rete. Nelle ore in cui l'impianto non produce o l'energia generata non è sufficiente a soddisfare il fabbisogno del cliente finale, quest'ultimo può prelevare dalla rete il quantitativo di kWh di cui necessita.

Il servizio di SSP garantisce alle utenze:

- il contributo in conto scambio calcolato in proporzione all'energia scambiata con la rete, ossia il minimo tra l'energia immessa e prelevata dall'utenza.
- la valorizzazione delle eccedenze attraverso la vendita al GSE dell'esubero di energia prodotta ed emessa in rete alle condizioni economiche di mercato.

I dati necessari per la determinazione dei contributi sono i valori mensili dell'energia prelevata e immessa, che vengono trasmessi al GSE dal gestore di rete, responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura. Inoltre, per un calcolo corretto del contributo in conto scambio è necessario individuare la tipologia di cliente finale; infatti, il calcolo non viene fatto in maniera univoca per tutti gli Utenti dello Scambio Sul Posto (USSP). Attualmente sono stati implementati nel codice esclusivamente le modalità di calcolo applicabili alle utenze di tipo domestico. Questo sta a significare che i flussi di misura sono determinati come segue:

- per le immissioni di energia elettrica in rete le utenze domestiche rientrano tra i punti di connessione in bassa tensione con potenza disponibile non superiore a 55 kW per i quali i dati sono trattati esclusivamente per fasce;
- il dettaglio della misura dell'energia elettrica prelevata dipende, invece, dalle caratteristiche tecniche del misuratore di cui è fornito il punto di connessione; quindi, se l'utenza è dotata di misuratore orario o elettronico i dati verranno

trattati con dettaglio per fasce orarie, nei casi diversi dal precedente i dati verranno trattati con dettaglio mensile.

Il contributo in conto scambio, Cs, è un "rimborso", espresso in euro, di una quota energia e una quota servizi anticipate al gestore con il pagamento della bolletta elettrica. Il GSE determina il contributo con due modalità: a conguaglio su base annuale solare e in acconto. In questo lavoro è stata implementata nel codice solamente la prima procedura.

La formula utilizzata per il generico contributo in conto scambio annuale è:

$$C_S = min[O_E; C_{EI}] + CU_{sf} \cdot E_S$$
 (3.8)

dove:

- OE è l'onere annuo sostenuto per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata
- C

 ∈ è la valorizzazione annua dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete
- CU_{sf} è il corrispettivo unitario di scambio forfettario annuale che varia a seconda della potenza dell'impianto di generazione elettrica
- Es è l'energia elettrica scambiata con la rete in kWh

La componente O_E è pari al prodotto tra l'energia prelevata della rete, E_{Pr}, e il Prezzo Unico Nazionale (PUN). La formula utilizzata per il calcolo dipende dai dati di misura dell'energia prelevata che il gestore di rete comunica al GSE:

a. *Misure rilevate per fasce orarie*: sommatoria per fasce su base annuale dei quantitativi di energia prelevata dalla rete nell'i-esimo mese "m" suddivisi per ogni singola fascia *fi*, moltiplicati per la media aritmetica mensile del PUN per fascia oraria nel medesimo mese

$$O_E = \sum_{m=1}^{12} \sum_{f=1}^{3} \left[E_{Pr,m}(f_i) \cdot PUN_{m;(f_i)} \right]$$
(3.9)

b. *Misure monorarie*: sommatoria su base annuale dei quantitativi di energia prelevata dalla rete nell'i-esimo mese "m", moltiplicati per la media aritmetica del PUN nel medesimo mese

$$O_E = \sum_{m=1}^{12} [E_{Pr,m} \cdot PUN_{medio,m}] (3.10)$$

La determinazione del controvalore CEI associato all'energia elettrica immessa in rete, come precedentemente anticipato, dipende dalle caratteristiche del punto di connessione. Il calcolo può essere effettuato con due modalità:

a. Misure rilevate per fasce orarie: sommatoria per fasce su base annuale dei quantitativi di energia immessa in rete nell'i-esimo mese "m", moltiplicati per la media aritmetica dei prezzi zonali orari determinati per fascia oraria nel medesimo mese

$$C_{EI} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{f=1}^{3} \left[E_{I,m}(f_i) \cdot P_{Z_{MGP},m;(f_i)} \right] (3.11)$$

b. *Impianti fotovoltaici non riconducibili al punto a.*: sommatoria su base annuale dei quantitativi di energia immessa in rete nell'i-esimo mese "m", moltiplicati per la media aritmetica dei prezzi zonali orari delle sole ore di mercato comprese tra l'ottava e la ventesima ora nel medesimo mese

$$C_{EI} = \sum_{m=1}^{12} \left[E_{I,m} \cdot P_{Z_{MGP},8-20,m} \right] (3.12)$$

L'energia scambiata, Es, e il valore minimo tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata, determinata in relazione a ciascun anno:

$$E_S = min[E_I; E_{Pr}]$$
 (3.13)

dove:

 L'energia elettrica annualmente immessa in rete, E_I, e quella annualmente prelevata, E_{Pr}, vengono comunicate con frequenza annuale e dettaglio mensile

$$E_{I} = \sum_{m=1}^{12} E_{I,m} (3.14) \qquad E_{Pr} = \sum_{m=1}^{12} E_{Pr,m} (3.15)$$

La valorizzazione dell'energia scambiata avviene utilizzando il valore del corrispettivo unitario di scambio forfettario. Il CU_{sf} è la somma di due importi, il corrispettivo unitario relativo alle reti più quello relativo agli oneri generali si sistema, entrambi espressi in c€/kWh. Il primo è dato da una somma algebrica delle tariffe di trasmissione e distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento e delle componenti UC3 e UC6. Il corrispettivo unitario di scambio relativo agli oneri generale è, invece, l'importo della componente relativa al sostegno delle energie da fonti rinnovabili e alla cogenerazione, Asos, e la Arim, rimanenti oneri generali. In formula:

$$CU_{Sf} = CU_{Sf}^{reti} + CU_{sf}^{ogs} (3.16)$$

Per gli impianti con potenza minore o uguale a 20 kW, alimentati da fonti di energia rinnovabile (FER) il calcolo viene effettuato annualmente con dettaglio mensile.

Infine, il contributo per la valorizzazione delle eccedenze, C_r, viene corrisposto sono se si verifica, per un generico anno, O_E < C_{EI}. In altre parole, è possibile vendere l'energia al GSE solo quando l'energia immessa è superiore a quella prelevata. Anche per questo contributo può essere determinato secondo due modalità: "a credito" per gli anni successivi o "a liquidazione". Per le analisi svolte è stata implementata la seconda modalità. Il calcolo viene fatto su base annua:

$$C_{rL,a} = max[0; (C_{EI,a} - O_{E,a})]$$
 (3.17)

Nel codice, il calcolo degli importi Cs e Ct è stato implementato per ogni *Contatore*. Al fine di evitare di appesantire il codice di calcolo si è deciso di non implementare i calcoli per fasce orarie, di conseguenza le equazioni utilizzate per il calcolo delle componenti OE e CEI sono rispettivamente la 4.10 e 4.12. Nella sezione *Economics* una funzione carica i database contenenti i valori del prezzo zonale per ogni zona di mercato e selezione la serie di dati relativa alla zona di mercato corrispondente all'area geografica di appartenenza dell'utenza simulata. I valori del PUN e del corrispettivo forfettario di scambio sul posto sono stati inseriti direttamente nel metodo della classe Contatore che associa i valori monetari ai flussi energetici precedentemente determinati nel bilancio energetico e aggiunge al portafoglio dell'i-esima utenza gli importi ottenuti. I dati utilizzati sono raccolti nella tabella 3.6.

Tabella 3.6 Valori PUN, prezzi zonali e corrispettivo unitario forfettario di scambio

Anno	$PUN_{medio,m}$			$P_{Z_{MGP},8-20,7}$	_n [€/MWh]			CU_{Sf}
2019	[€/MWh]	CNOR	CSUD	NORD	SARD	SICI	SUD	[c€/kWh]
Gen.	67,65	39,89	38,19	39,95	38,19	45,63	36,42	6,72
Feb	57,67	33,01	32,95	33,05	32,93	36,04	29,62	6,72
Mar	52,88	30,36	29,68	30,36	29,56	26,52	24,52	6,72
Apr	53,35	30,08	27,93	30,08	26,15	34,96	27,07	7,74
Mag	50,67	28,03	26,95	27,96	26,95	36,04	25,85	7,74
Giu	48,58	27,06	27,14	25,94	27,14	33,17	26,56	7,74
Lug	52,31	28,86	28,96	28,81	28,52	34,01	28,9	7,6
Ago	49,54	25,8	26,42	25,01	26,42	38,22	26,42	7,6
Set	51,16	29,22	28,92	29,32	28,92	32,14	28,91	7,6
Ott	52,82	27,85	27,82	27,45	26,95	30,07	26,88	7,54
Nov	48,16	29,73	28,94	29,29	28,35	29,71	27,19	7,54
Dic	43,34	26,06	26,77	25,71	25,62	30,45	26,62	7,54

3.9Incentivi per le Comunità Energetica Rinnovabile

Come illustrato nel capitolo 2, attualmente ci sono delle limitazioni sugli impianti di produzione e sul gruppo di auto-consumatori che possono accedere alla configurazione e usufruire dei i contributi spettanti per le CER. Gli impianti di produzione devono essere alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili, devono essere entrati in esercizio dal 1° marzo 2020 ed entro 60 giorni dalla data di recepimento della direttiva europea REDII e avere una potenza nominale inferiore ai 200 kWp. Per quanto riguarda invece i soggetti, produttori e/o clienti finali, facenti parte della configurazione di comunità di energia rinnovabile il requisito tecnico è che tutte le utenze devono essere sottese alla stessa cabina di trasformazione di media/bassa tensione. I contributi economici spettanti alla configurazione CER sono la valorizzazione e l'incentivazione calcolati per ciascun kWh di energia condivisa e riconosciuti per 20 anni per ciascun impianto di produzione.

La quantità di energia condivisa in kWh viene calcolata su base oraria come il minimo tra la sommatoria dell'energia immessa in rete da tutti gli impianti della configurazione, "y", e la sommatoria dell'energia prelevata dai punti di consumo, "j":

$$E_{C,m} = \sum_{h=1}^{n^{\circ} \text{ ore mese}} \min \left[\sum_{y=1}^{n} E_{I,y}; \sum_{j=1}^{m} E_{Pr,j} \right]_{h} (3.18)$$

La valorizzazione dell'energia condivisa, C_{CE}, è un rimborso delle componenti tariffarie della bolletta elettrica previste dalla delibera 318/2020/R/eel dell'ARERA. Per le CER il valore dal prodotto tra l'energia condivisa e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario:

$$C_{CE} = CU_{Af,m} \cdot E_c \ [\mathfrak{T}] \ (3.19)$$

dove:

 CUAf,m, espresso in c€/kWh, è dato dalla somma della tariffa di trasmissione per le altre utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile della tariffa di distribuzione per le utenze altri usi in bassa tensione vigenti nel mese m-esimo:

$$CU_{Af,m} = TRAS_E + \max(BTAU_m)$$
 (3.20)

Il valore del corrispettivo unitario forfettario di autoconsumo utilizzato nel codice è 0,787 c€/kWh, calcolato come la somma della tariffa TRAS_E e della media aritmetica della tariffa BTAU per altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW relative all'anno 2019 e pari rispettivamente a 0,724 c€/kWh e 0,063 c€/kWh.

L'incentivazione dell'energia (IcE), ha l'obiettivo di supportare chi decide di far parte delle nuove configurazioni di autoconsumo. Il DM 16 settembre 2020 del MiSE definisce il valore della tariffa premio destina alle CER pari a 110 [€/MWh]:

$$I_{CE} = TP_{CE} \cdot E_C (3.21)$$

I contributi economici spettanti all'energia condivisa non sono cumulabili gli incentivi del meccanismo di scambio sul posto e del D.M. 04/07/2019, ma resta possibile la cessione dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti al GSE alle condizioni del Ritiro Dedicato. Il meccanismo, attivo dal 1° gennaio 2018, è una modalità semplificata per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Qualora la configurazione decida di aderire al meccanismo, il RID verrà attivato per tutti gli impianti di produzione appartenente alla comunità. Il corrispettivo dovuto viene determinato come:

$$R_{CE} = P_R \cdot E_{I.CE} (3.22)$$

Il termine P_R si riferisce al prezzo riconosciuto dalla deliberazione ARERA 280/07 per il ritiro dell'energia immessa in rete. L'importo dipende dalla tipologia di impianto e viene aggiornato annualmente sulla base del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati rilevati dall'Istat [doc]. Per la produzione da solare fotovoltaico il valore implementato nel codice relativo all'anno di riferimento 2019 è pari a 39,8 €/MWh.

Nel codice, il calcolo delle componenti CCE, ICE e RCE viene eseguito all'interno della classe *Aggregato*. Successivamente all'istanza della configurazione e alla determinazione dei flussi energetici relativi all'energia condivisa e immessa dall'aggregato, un metodo della classe *Aggregato* associa ad essi i valori monetari sopra introdotti e crea un portafoglio dell'aggregato con dettaglio mensile.

4. Il Caso Studio

Il recente studio "Analisi preliminare sul possibile percorso di decarbonizzazione della Sardegna" [50], realizzato dall'università di Padova e dal Politecnico di Milano per conto del WWF, afferma che la Sardegna è fra le regioni che più hanno potenziale di transitare direttamente ad un sistema energetico in linea con le ambizioni comunitarie al 2050. Grazie all'ampio potenziale di fonti energetiche rinnovabili e un parco infrastrutturale energetico già obsoleto e pronto al rinnovamento, l'isola potrebbe non solamente superare i target europei sulle emissioni di gas serra, ma bensì anticiparli, ponendosi in tal modo a livello globale come esempio di modello virtuoso di un epocale cambio di paradigma sistemico. Inoltre, proprio in Sardegna hanno enormi potenzialità anche le comunità energetiche, fortemente legate ai territori e alla realtà dei comuni dell'entroterra sardo.

Sul territorio sardo sono già presenti dei modelli consolidati di realtà in grado di produrre autonomamente energia pulita e di rivendere quella non consumata, con vantaggi concreti per il tessuto socioeconomico locale. Un esempio d'avanguardia è il comune di Benetutti, il caso studio di questo lavoro di tesi, che punta a raggiungere l'indipendenza energetica attraverso la gestione intelligente dell'elettricità e le buone pratiche dell'economia condivisa [10]. Sono tre i principali obiettivi del progetto: promuovere l'autoconsumo istantaneo, massimizzare il consumo locale dell'energia e abbattere i costi energetici per cittadini e imprese.

Il percorso verso la transizione energetica di Benetutti ha avuto inizio già nel 2010 quanto, preso atto del bilancio e del relativo livello di CO2 sul territorio, ha deciso di adottare una visione strategica per il decennio 2010 – 2020, il PAES (Piano d'Azione per le Energie Sostenibili) [51]. Il piano prevede azioni concrete, dirette ed indirette, per ridurre le emissioni di almeno il 20%, equivalente a 1.758 tonnellate di CO2 al 2020.

Nell'ottobre del 2017, grazie al supporto della Regione Sardegna, il Comune di Benetutti, già proprietario della rete di distribuzione dell'energia elettrica del suo centro abitato, è riuscito ad acquisire quelle porzioni di rete in bassa e media

tensione presenti nell'area rurale del suo territorio, per le quali opererà d'ora in poi come azienda elettrica concessionaria. acquisire anche l'infrastruttura elettrica presente.

Oggi il comune, in collaborazione con la Regione Sardegna e con Sardegna Ricerche, porta avanti il progetto di realizzazione di una *smart-grid* a livello comunale con la possibilità di attuare una Comunità Energetica (autosufficiente), così come prevista dalle ultime direttive della UE. Gli interventi infrastrutturali previsti permetteranno la condivisione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici presenti su tutto il territorio comunale, i cittadini che vorranno partecipare potranno beneficiare dei gruppi di accumulo della smart community e della distribuzione intelligente dell'energia, con un notevole abbattimento degli oneri di sistema e di trasporto

Il modello di comunità innovativo di Benetutti dimostra come le amministrazioni pubbliche, e i cittadini e le aziende possano veramente investire in maniera proficua su un sistema energetico innovativo e sostenibile e conferma che la transizione energetica ed ecologica del Paese passa dal pieno coinvolgimento delle comunità locali.

Nei paragrafi successivi verranno esposti i dati energetici del comune di Benetutti elaborati da Sardegna Ricerche durante lo studio di fattibilità della *smart-grid* [52] e le impostazioni date al codice per la simulazione del campione di utenze utilizzato come input per le analisi svolte in questo lavoro di tesi.

4.1L'energia elettrica nel Comune di Benetutti

Il Comune di Benetutti è una delle pochissime municipalità italiane titolari della concessione della rete di distribuzione dell'energia elettrica. Il comune, attraverso la propria azienda elettrica, gestisce la attività di gestione delle reti di distribuzione, decisione ed esecuzione degli interventi di manutenzione, esercizio degli impianti, individuazione, programmazione e realizzazione degli interventi di sviluppo.

La rete di distribuzione in MT di Benetutti è caratterizzata da una configurazione ad anello con la presenza di 4 cabine MT/BT di smistamento (3 da 315 kVA e una da 250 kVA). L'Azienda Energetica Comunale gestisce 1110 utenze in BT (dato febbraio 2019) con una potenza contrattuale cumulata pari a 4,229 MW. Le utenze con un contratto di fornitura con potenza nominale di 3 kW rappresentano la maggioranza dei clienti attivi con una quota dell'85% sul totale. Le utenze comunali sono circa 30 con una potenza contrattuale di 375 kW. Il 96% delle utenze hanno delle tariffe contrattuali associate al mercato di maggior tutela. La tabella 3.7 mostra la suddivisione delle utenze attive tre la 4 cabine di trasformazione.

Tabella 3.7 Suddivisione clienti finali per cabina della rete di bassa distribuzione [52]

CABINA	Identificazione	Indirizzo	Numero utenze
CABINA 1	Cabina primaria	LOC. SA RADINA	314
CABINA 2	CASERMA	LOC GIANNASI	326
CABINA 3	-	ZONA CIMITERO	253
CABINA 4	Piano di zona	VIALE GIORGIO LA PIRA	217

Il report fornisce una stima della domanda elettrica annua basata sull'elaborazione dei dati energetici relativi al periodo 09/2018-08/2019. La stima viene determinata anche per i dati di produzione e autoconsumo da fonte solare. In particolare, il dato di producibilità media annua degli impianti fotovoltaici è stato dedotto utilizzando i dati di produzione cumulati di un campione significativo di impianti monitorati dall'Azienda Elettrica Comunale. I risultati sono riassunti nella Tabella 3.8.

Tabella 3.8 Dati energetici annuali, reali e stimati, del Comune di Benetutti [52]

	Dato	Valore	Note
A	PV installato	1.547,61 kW	Dato reale
В	Producibilità annua (con 1190 ore equivalenti)	1.841,65 MWh	Dato stimato
C	Energia annua assorbita dalla rete	3.011MWh	Dato reale
D	Energia annua immessa nella rete	514 MWh	Dato reale
Е	Energia auto-consumata = Prodotta-immessa (B-D)	1.327,65 MWh	Dato stimato
F	DOMANDA=autoconsumo+assorbita (E+C)	4.338,65 MWh	Dato stimato

La generazione annua da impianti fotovoltaici ammonta a circa 1.840 MWh a fronte di una domanda stimata di energia elettrica annua pari a circa 4.340 MWh. Il dato reale relativo all'energia immessa in rete permette di determinare l'autoconsumo fisico annuo che raggiunge 1.328 MWh, con una percentuale di autoconsumo pari

al 72,1%. Gli impianti installati riescono attualmente a garanti una percentuale di autosufficienza pari al 30,6%.

Come è possibile evincere dalla tabella appena descritta, nel Comune di Benetutti è presente una diffusa produzione di energia elettrica da fonte solare associata all'installazione di impianti fotovoltaici. Il 9% circa delle utenze è infatti dotato di un impianto fotovoltaico con una potenza nominale cumulativa totale installata pari a 1547,61 kW. Tutti gli impianti sono connessi alla rete di distribuzione in BT, ad eccezione di un unico impianto di potenza nominale di 882,5 kW installato su una serra che è connesso alla rete di MT.

Nel grafico a barre della figura 4.1 viene mostrata la distribuzione degli impianti FV connessi alla sola rete BT in termini di numero e di potenza nominale su ogni singola cabina. Per ciascuna cabina viene mostrata sia la percentuale di impianti, sia la potenza nominale totale connessa al fine di rappresentare una corretta distribuzione delle connessioni sulla rete di distribuzione.

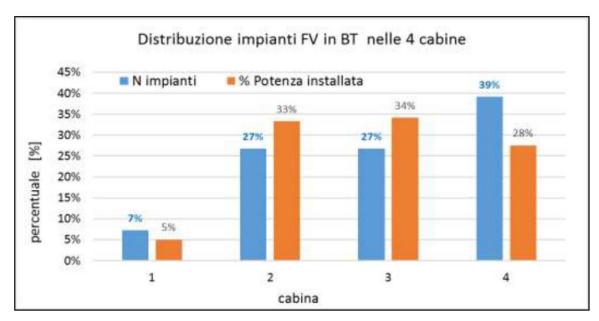


Figura 4.1 Distribuzione percentuale di impianti e potenza installata nelle quattro cabine [52]

4.2 Impostazione dell'analisi

L'analisi svolta utilizza un campione di 34 utenze residenziali dotate di un impianto fotovoltaico e localizzate nel Comune di Benetutti (figura 4.2). Tutti i *prosumer* sono connessi alla stessa cabina di bassa tensione (cabina 4) come previsto dal DL 30/12/2019 n.162. I dati forniti dall'Azienda elettrica Comunale sono:

- potenza nominale di fornitura dell'energia;
- letture mensili dei contatori bi-direzionali (energia immessa e prelevata);
- localizzazione degli impianti di produzione;
- potenza nominale degli impianti di produzione;
- letture mensili del contatore di produzione degli impianti.



Figura 4.2. Localizzazione utenze caso studio. [Elaborazione propria]

Il periodo di riferimento delle misure va dal 2010 al 2020, ma non è completo per tutti i consumatori. Inoltre, in alcuni casi, si è riscontrata la presenza di dati sbagliati o mancanti dovuti probabilmente all'errore umano, alla sostituzione dei contatori e/o al temporaneo fermo dell'impianto per manutenzione o sostituzione. I profili finali utilizzati per l'analisi fanno riferimento al 2019, anno per il quale si hanno le letture complete di tutte le 34 utenze. Quando necessario, la correzione dei valori

mensili di energia prodotta, immessa e prelevata è avvenuta mediante la sostituzione dei dati errati o mancanti con altri riferiti allo stesso contatore e allo stesso mese, ma di un anno differente.

Nel codice la domanda delle utenze è stata determinata attraverso la procedura di simulazione, esposta nel sottoparagrafo 5.3.3, che utilizza i profili di carico simulati e ricalibrata con l'equazione (3.1). Essendo il campione costituito da soli *prosumer* è stato necessario calcolare i consumi totali mensili secondo la formula:

$$D_{m,mis} = \left(P_{m,mis} - E_{I,m,mis}\right) + E_{Pr,m,is} (4.1)$$

dove $P_{m,mis}$ sono i dati mensili del contatore di produzione, mentre $E_{I,m,mis}$ e $E_{Pr,m,mis}$ sono i dati, rispettivamente dell'energia immessa e prelevata, del contatore bi-direzionale.

Si precisa che per 8 delle 34 utenze non sono stati presi in considerazione i profili di energia prelavata e immessa. Tali dati non risultano rappresentativi in quanto si tratta di appartamenti non ancora abitati dove gli impianti di produzione sono già attivi perché proprietà comunale; infatti, l'energia immessa e prodotta coincidono e non vi sono consumi. Per questi consumatori i profili di domanda sono stati ricalibrati utilizzando l'equazione (3.2), ma con una modifica. Il termine Dtot,RDM viene ottenuto dalla generazione casuale in una distribuzione gaussiana. La curva è stata costruita utilizzando i dati di consumo annuo, riferiti al 2019, di 70 utenze del caso studio forniti dall'ente che gestisce i servizi di bollettazione per l'Azienda Elettrica Comunale di Benetutti. La decisione di apportare questa correzione è successiva all'approfondimento fatto sulle statistiche della domanda per usi domestici in Italia. L'annuario statistico [53], redatto da Terna, riporta, tra i tanti, i dati del consumo domestico per abitante che ammontato, per il 2019, a 1099 [kWh/ab/anno] per l'Italia, 1378 [kWh/ab/anno] per la regione Sardegna e circa 2210 [kWh/ab/anno] nella Provincia di Sassari (dato calcolato dividendo il consumo domestico totale della provincia per il numero di abitanti). Lo studio di Sardegna Ricerche sul comune di Benetutti riporta una richiesta pro-capite annua di 2280 [kWh]. I valori di consumo del caso studio sono nettamente superiori alla media italiana, più del doppio. I calcoli eseguiti sul campione analizzato danno come

risultato un valore medio pari a 3279 [kWh/utenza/anno], con una deviazione standard di 1568 [kWh]. Essendo che questi valori non si riferiscono al singolo abitante ma all'utenza di consumo, possiamo affermare che siano coerenti con i dati statistici esaminati. Il codice è stato conseguentemente corretto al fine di tenere in considerazione questa caratterista del caso studio.

Per la simulazione della producibilità è stato costruito lo *shapefile* come richiesto dal codice. Il valore delle perdite di sistema e la tecnologia fotovoltaica impostati sono quelli di *default*. L'angolo di tilt impostato per il caso studio, pari a 20° e uguale per tutte le falde, è stato scelto sulla base della tipologia di copertura dei tetti maggiormente riscontrata nel Comune di Benetutti dall'analisi delle immagini aeree, ossia le tegole portoghesi. Questa categoria di tetti richiede, infatti, una pendenza minima del 30%, equivalente ad un angolo di circa 16,42°. Gli impianti simulati sono stati solamente quelli già esistenti, quindi, per il calcolo della produzione è stato sufficiente moltiplicare, per ogni intervallo di tempo, il valore della potenza nominale reale per i profili ricavati grazie a PVGIS. La serie temporale finale, equazione (4.4), è stata infine determinata utilizzando i dati della potenza nominale reale degli impianti.

Una volta modellato il campione reale di clienti finali sono state create delle utenze fittizie di solo consumo che saranno successivamente utilizzate nella simulazione della CER. Per queste nuove utenze i profili di consumo sono stati determinati come precedentemente descritto per le 8 utenze comunali del caso studio. La simulazione della produzione non è stata necessaria in quanto, come sopra anticipato, i nuovi *Contatori* simulati agiscono solo ed esclusivamente come consumatori.

Infine, per la determinazione dei flussi economici le utenze sono state considerate tutte domestiche con residenza anagrafica. Inoltre, si è ipotizzato che attualmente tutti i *prosumer* del campione di utenze aderisca al servizio di SSP.

5. Risultati e Discussione

Prima di procedere con l'esposizione delle analisi fatte si vogliono confrontare i profili annui reali e simulati degli andamenti della produzione, della domanda e dell'energia autoconsumata, espressi in MWh. Si ricorda che i dati reali di cui si dispone sono letture mensili dei contatori di produzione e bi-direzione, quindi, per poter procedere alla comparazione dei profili, le serie temporali simulate sono state ricampionate su base mensile come sommatoria delle misure orarie.

Gli andamenti della produzione simulata, figura 5.1, seguono quelli reali e in alcuni mesi, vedi aprile e settembre, sono praticamente identici. Lo scostamento del dato annuale di generazione totale è dell'ordine del 10%.

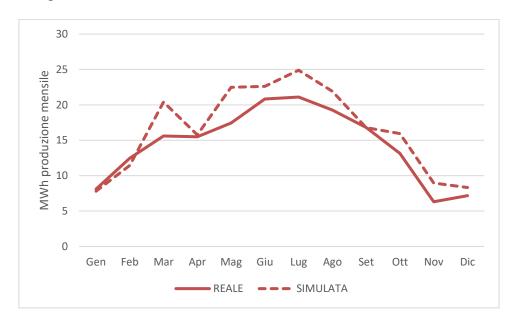


Figura 5.1 Produzione annuale reale e simulata del campione di 34 prosumer calcolata su base mensile

I profili di domanda, figura 5.2, presentano uno scostamento maggiore, di circa il 16%, con maggiori differenze nei mesi primaverili. Infine, la figura 5.3, mostra le curve dell'energia autoconsumata.

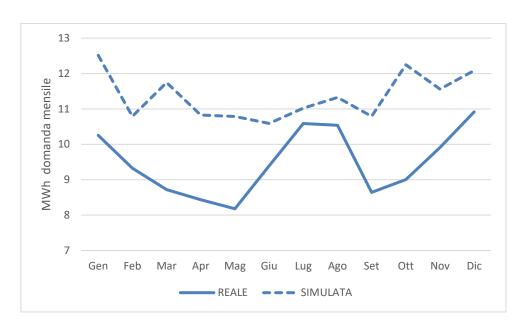


Figura 5.2 Domanda annuale reale e simulata del campione di 34 prosumer calcolata su base mensile

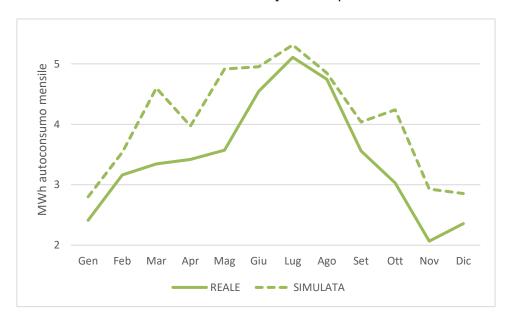


Figura 5.3 Autoconsumo fisico annuale reale e simulato del campione di 34 prosumer calcolata su base mensile

In linea generale si vede che i profili simulati sono leggermente sovradimensionati rispetto a quelli reali, ma si può affermare che riproducono in maniera esaustiva il comportamento energetico del campione.

Il primo step dell'analisi è stato quello simulare l'attuale configurazione di autoconsumo che coinvolge i 34 *prosumer* del campione. La figura 5.4 mostra l'andamento cumulativo delle curve di produzione, domanda e autoconsumo di tutte le utenze per un intero anno solare. È facile osservare come la produzione

degli impianti sia nettamente superiore alla richiesta energetica. Nella simulazione effettuate l'energia prodotta dai *prosumer* ammonta a 197,32 kWh e sovrasta il consumo, pari al 136,28 kWh, per un valore percentuale pari a circa il 45%.

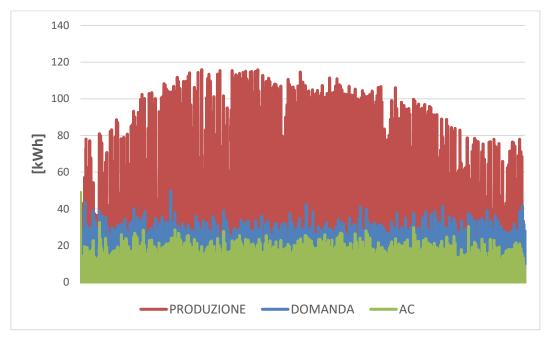


Figura 5.4 Andamento profili annuali di produzione, domanda e autoconsumo delle 34 utenze campione

La totalità dell'energia istantaneamente consumata ammonta a 49 MWh/anno e contribuisce al soddisfacimento del fabbisogno energetico per il 36% del totale.

Nella figura 5.5 gli stessi profili di produzione, consumo e autoconsumo medi giornalieri per i mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre espressi in kWh. Approfondendo l'analisi con dettaglio giornaliero si nota come l'andamento delle distribuzioni sia coerente con quelle che sono le aspettative: consumi che registrano valori maggiori negli orari dei pasti; produzione sono in ore di luce con picchi verso tarda mattinata o inizio pomeriggio a seconda della stagione dell'anno considerata e profili di autoconsumo che ne seguono l'andamento. Facendo attenzione all'asse verticale dei quattro grafici si vedono le differenze stagionali dei profili. La produzione raggiunge i suoi valori più alti nella stagione estiva con picchi di quasi 100 kWh, mentre i valori inferiori si registrano nel periodo invernale. La domanda si aggira per tutte le stagioni tra i 5 e i 35 kWh, ma si nota un appiattimento della curva durante le ore diurne in estate in contrasto con i picchi mattutini registrati nel mese di gennaio. La maggiore differenza tra le curve dell'autoconsumo e,

invece, l'estensione temporale più che il quantitativo, legata alle ore di luce e quindi alla produzione di energia da parte degli impianti.

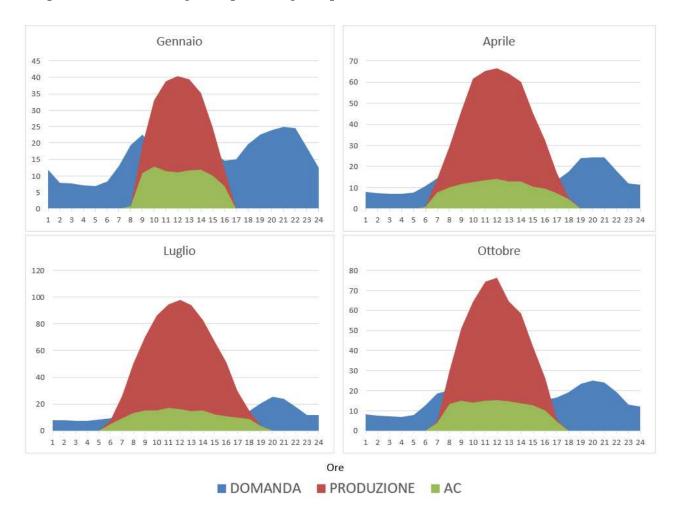


Figura 5.5 Andamento profili di produzione, domanda e autoconsumo delle 34 utenze campione nei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre

La figura 5.6 mostra invece gli scambi di energia tra i clienti finali e la rete. La quantità di energia immessa sovrasta i quantitativi di energia prelevata.

Con una corretta gestione dei flussi energetici l'energia immessa potrebbe essere utilizza da altre utenze nelle vicinanze, esattamente come prevede la configurazione di CER. Valutando tutti i dati sopra esposti nel loro complesso si può affermare che il campione di utenze ha un alto potenziale di condivisione dell'energia.

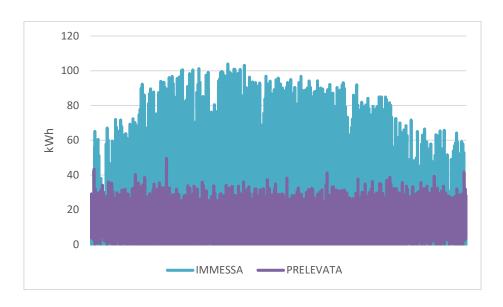


Figura 5.6 Andamento annuale dell'energia immessa e prelevata delle 34 utenze campione

Dopo questa prima analisi dello stato attuale del gruppo di consumatori si è passati al primo step dell'analisi vera e propria dove è stata simulata una configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile formata dalle stesse 34 utenze. I grafici seguenti fanno una comparazione tra i due scenario con e senza la CER.

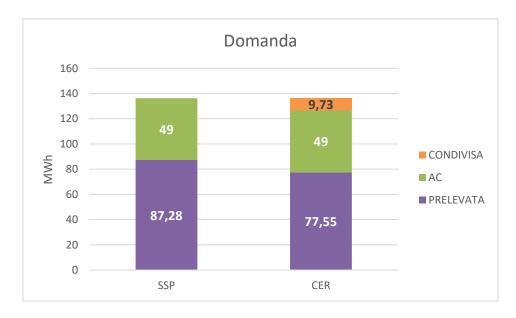


Figura 5.7 Confronto tra la configurazione di SSP e la CER delle componenti energia della domanda elettrica

Nel grafico 5.7 viene mostrata come varia la suddivisione delle componenti energetiche che sopperiscono al fabbisogno energetiche della comunità. L'energia condivisa ammonta a circa 9,7 MWh l'anno che vanno a sostituire una quota di

energia che veniva precedentemente prelevata dalla rete e interamente acquistata dalle utenze. Nel successivo grafico, 5.8, viene invece mostrato come l'introduzione della nuova configurazione faccia sì che l'energia non immediatamente consumata dal *prosumer* proprietario dell'impianto possa essere utilizzata da altri consumatori senza essere ceduta interamente alla rete.



Figura 5.8 Confronto tra la configurazione di SSP e la CER della composizione dell'energia esportata

I cambiamenti illustrati nei due grafici precedenti comportano un cambiamento degli indici energetici di *Self-Sufficient* (SS) e *Self-Consumption* (SC), grafico 5.9.

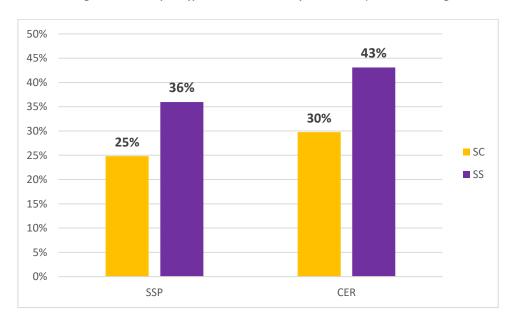


Figura 5.9 Confronto tra la configurazione di SSP e la CER degli indici SC ed SS

L'autoconsumo complessivo, fisico e virtuale, è complessivamente aumentato facendo aumentare la percentuale di autoconsumo del gruppo di utenze dal 25% al 30%, mentre l'autosufficienza passa dal 36% al 43%. Infine, sono stati confrontati i due schemi di incentivazione introdotti nel capitolo 3. Nella simulazione della situazione attuale è stato simulato l'incentivo del meccanismo di scambio sul posto, mentre per la configurazione CER sono stati introdotte le nuove tariffe per la valorizzazione distinguendo tra due casi: con e senza l'adesione al servizio di Ritiro Dedicato dell'energia immessa. I risultati, esposti nel grafico 5.10, mostrano come la configurazione simulata, anche se da vantaggi in termini energetici in termini di miglior sfruttamento dell'energia autoprodotta, non presenta la stessa tendenza per quanto riguarda le agevolazioni monetarie introdotte dalle normative. Questa grande differenza tra i due incentivi è dovuta sostanzialmente alla metodologia di calcolo applicata per la determinazione dei due incentivi. Infatti, la normativa prevede un calcolo su base mensile per la determinazione dell'energia scambiata e incentivata tramite lo SSP, mentre il calcolo dell'energia condivisa viene effettuato su base oraria. Questo dà come risultato che, anche i due incentivi non si discostano di molto in termino di €/kWh, gli importi finali ottenuti siano nettamente diversi e a favore del vecchio schema di incentivazione.

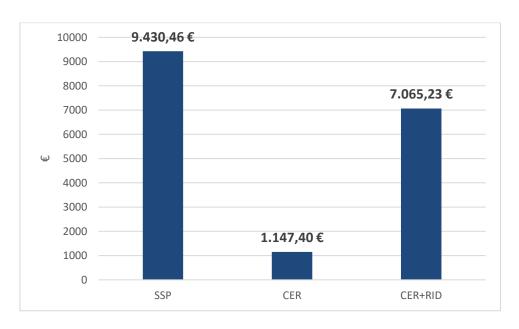


Figura 5.10 Confronto incentivi SSP, CER e CER con RID

Lo step successivo è stato quello è stato quello di popolare la CER con nuove utenze di solo consumo al fine di valutare se e quando la configurazione CER diviene economicamente vantaggiosa per il gruppo di *prosumer*. Le utenze fittizie sono state aggiunte gradualmente (uno alla volta) sino ad arrivare ad un totale di 500 simulazione eseguite. Si sottolinea che le simulazioni sono state eseguite mantenendo invariato il parco di generazione di energia elettrica con una potenza nominale installata di fotovoltaico pari a 145,88 kWh e una produzione annua di 197,3 MWh.

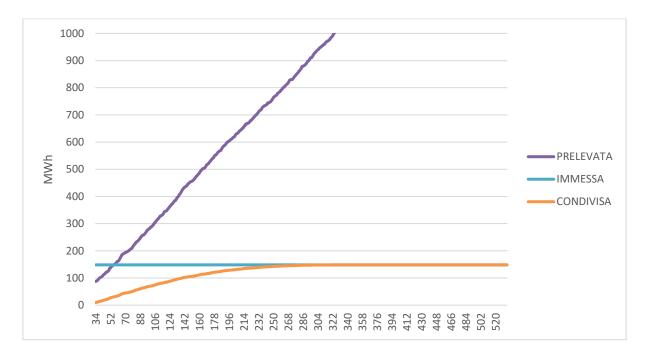


Figura 5.11 Andamento energia condivisa, immessa (fuori scala perché aumenta linearmente) e prelevata totali annue in funzione del numero delle utenze

La prima valutazione è stata fatta sul piano energetico valutando l'andamento dell'energia condivisa, l'energia prelevata e l'energia immessa totali annue per ogni configurazione in funzione del valore percentuale dato dal rapporto tra l'energia prodotta e la richiesta dell'aggregato di utenze (figura 5.11).

All'aumentare del numero di utenze facenti parti della configurazione aumenta gradualmente anche l'energia condivisa dalla comunità sino ad eguagliare l'energia immessa per lo schema con 337 utenze. La curva dell'energia prelevata, invece, ha un andamento proporzionale alla numerosità dell'aggregato.

L'andamento di questi profili si riflette sugli indici di autoconsumo e autosufficienza, figura 5.12.

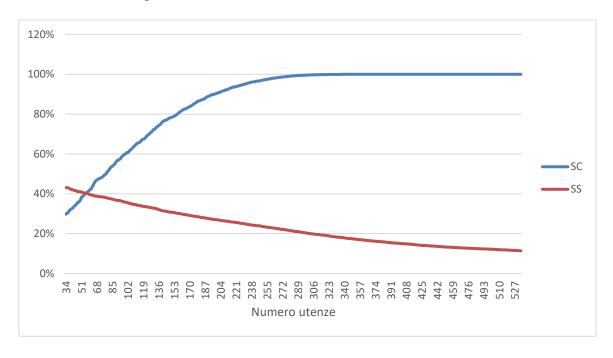


Figura 5.12 Andamento indici SC ed SS annui in funzione del numero delle utenze

Il grafico mostra un andamento completamente opposto per i due valori di SC SS. La percentuale di autoconsumo aumenta all'aumentare del numero di componenti sino a stabilizzarsi quando energia immessa e condivisa coincidono, come mostrato nel grafico precedente. L'indici di autosufficienza, invece, ha la tendenza a diminuire; infatti, con l'aumentare dei soggetti coinvolti nella CER, aumenta la domanda, ma essendo la produzione costante non si raggiunge lo scopo di soddisfare completamente il fabbisogno delle utenze. Successivamente, si è valutato l'andamento del compenso monetario dovuto alla comunità. Il grafico 5.13 mette a confronto l'incentivo relativo alle CER, con è senza il servizio di RID, e lo scambio. Analizzando il grafico si evince per prima cosa la convenienza economica che porta la decisione di cedere l'energia al GSE per la comunità. Infatti, in questo scenario il raggiungimento dell'incentivo di SSP la configurazione di partenza per la quale i prosumer ricevono gli stessi importi della configurazione attuale avviene per lo schema con 55 membri. Nel caso del solo incentivo da CER i benefici dei prosumer eguagliano quelli attuali a partire dalla configurazione con 113 utenze totali.

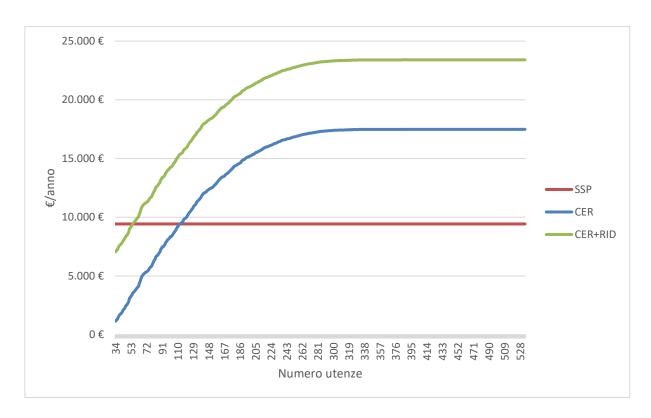


Figura 5.13 Confronto tra l'incentivo annuo di SSP percepito dai *prosumer* con l'incentivo CER e CER+RID per ogni configurazione

Successivamente sono stati valutati i benefici economici per il restante gruppo di utenze della configurazione, ossia i clienti fittizi di solo consumo aggiunti allo schema di partenza, nell'ipotesi di un'assegnazione equa tra tutti i partecipanti al netto dei guadagni destinati ai *prosumer*. I risultati, mostrati in figura 5.14, mostrano come inizialmente il corrispettivo annuo per consumatore abbia un andamento crescente per poi invertire la tendenza che assume un andamento decrescente. L'inversione del trend si accentua quando l'indice di autoconsumo è massimo. Questo comportamento è dovuto al fatto che ampliando il numero di soggetti dell'aggregato il quantitativo di energia condivisa aumenta sempre più lentamente sino ad arrivare a saturazione equagliando l'energia immessa in rete e generando per conseguenza un guadagno fisso per la comunità. Tale importo viene suddiviso a mano a mano per un numero maggiore di consumatori, pertanto il profitto per la singola utenza andrà a diminuire.



Figura 5.13 Variazione incentivo annuo CER e CER+RID per utenze di solo consumo e comparazione con gli indici SC ed SS.

Valutando i risultati economici e quelli energetici nel loro insieme si può affermare che l'incentivazione della CER è più vantaggiosa quando l'energia immessa in rete viene ceduta al GSE, come già precedentemente affermato. Nel caso di incentivo solo da CER, il vantaggio massimo per la singola utenza di consumo si raggiunge per la configurazione con 216 utenze, che presenta un indice di autoconsumo pari al 93% e di autosufficienza del 26%, ed è pari a circa 35,78 €/anno. Nello scenario di incentivo CER con ritiro dedicato, invece, l'utente di consumo riesce a ottenere un guadagno massimo pari a circa 79,37 €/anno. Tale valore è raggiunto per l'aggragto formato da 140 utenze con un indice di autoconsumo pari al 76% e di autosufficienza del 32%.

Si può affermare, infine, che l'ottimizzazione energetica ed economica della configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile no vanno di pari passo, ma sono in contrasto tra loro. Per il caso studio analizzato si considerano buone soluzioni le configurazioni di CER per le quali:

- sul lato economico, i prosumer riescono ad ottenere gli stessi vantaggi dell'attuale scenario e le utenze di consumo ricavano un contributo annuo pari almeno al 5% dell'importo totale della bolletta elettrica (percentuale determinata considerando un costo medio annuo di fornitura per un utenza domestica pari a 500 €)
- sul lato energetico, l'indice di autosufficienza sia superiore o uguala almeno al 25%.

Sulla base di questi criteri, le configurazioni ritenute vantaggiose nello scenario di implementazione della CER senza il ritiro dedicato sono quelle con un numero di membri tra un minimo di 146 e un massimo di 235. Invece, nello scenario di implementazione della CER con ritiro dedicato la quantità di minima del numero di soggetti facenti parte dell'aggregato diminuisce a 63, meno del doppio rispetto alla configurazione di partenza formata dai solo 34 *prosumer*, il valore massimo è ugale sempre a 235.

6. Conclusioni

Questo studio ha avuto come oggetto le Comunità Energetiche Rinnovabili. L'obiettivo principale è stato quello di mettere a confronto dal punto di vista energetico ed economico la nuova configurazione di autoconsumo come introdotta della nuova normativa italiana in recepimento della direttiva europea sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili 2018/2001 (REDII) con gli schemi attualmente normati e attivi in questo paese.

L'analisi è stata condotta con il supporto di un codice di calcolo che utilizza come paradigma la programmazione orientata agli oggetti, OOP (object-oriented programming), scritta in linguaggio *Python*. Il modello è in grado di imitare il comportamento energetico di utenze con caratteristiche diverse partendo dalla simulazione dei profili di consumo e produzione per poi successivamente aggregarle in configurazioni di autoconsumo collettivo.

La modellazione dei profili di consumo e produzione avviene grazie all'utilizzo di risorse esterne e all'inserimento di dati di input relativi alle caratteristiche di fornitura di energia elettrica dell'utenza e alla geolocalizzazione degli impianti di produzione. La simulazione della domanda viene effettuata utilizzando un campione di serie temporali di consumi per utenti domestici ottenuti mediante simulazioni multi-scala e successivamente normalizzati al fine di ottenere risultati il più possibili coerenti con il reale comportamento di utenze trattate. Per quanto riguarda la produzione, invece, è stata implementata la sola tecnologia fotovoltaica. I profili di generazione sono stati simulati attraverso l'ausilio del simulatore PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) e per il dimensionamento degli impianti sosti utilizzati i dati spaziali reali dati come input al codice attraverso uno shapefile. Successivamente alla modellazione dei profili energetici, il tool è in gradi di associare ad essi i valori monetari per kWh e fare, quindi, delle valutazioni anche economiche.

Il modello è stato applicato al caso studio del Comune di Benetutti, in particolare ad un campione di 34 residenziali dotate di un impianto fotovoltaico, *prosumers*, connessi alla stessa cabina di bassa tensione. L'analisi svolta è composta da due

step principali. Inizialmente si è fatto un confronto energetico ed economico tra il contesto attuale, nel quale le utenze agiscono come sistemi semplici di produzione e consumo, e uno scenario dove le stesse utenze partecipano allo schema di autoconsumo collettivo CER. Alla luce dei risultati ottenuti, nello step successivo dell'analisi sono stati valutati i parametri energetici ed economici della configurazione CER al variare del numero di soggetti coinvolti. La comunità di autoconsumo di partenza, simulata nel primo step dell'analisi, è stata gradualmente popolata con nuove utenze fittizie di solo consumo mantenendo costante la potenza nominale degli impianti di produzione e quindi la generazione elettrica. Sono state effettuate un totale di 500 simulazioni per ognuna delle quali sono stati determinati i flussi energetici annui relativi alla domanda, all'energia immessa, preleva e condivisa e il corrispettivo economico dovuto per la partecipazione alla configurazione come stabilito dalla regolamentazione italiana.

I risultati mostrano che per il gruppo di 34 prosumer la configurazione CER apporta dei benefici energetici dovuti all'aumento della quantità di energia autocomumata complessiamente dall'aggregato (somma dell'autoconsumo fisico e dell'energia condivisa). Tali benefici si traducono in un aumento del 5% dell'indice di autoconsumo e del 7% dell'indici di autosufficienza. Il cambio dall'attuale configurazione alla CER non è però altrettanto positivo dal punto di vista economico. Infatti, i guadagni complessivi annuali per il gruppo di utenze diminuscono dell'88%. La differenza diminuisce nello scenario in cui si aderisca al servizio di ritiro dedicato dove la il calo del profitto complessivo e pari al 25%. Dalle succesive analisi emerge che aumentando il numero di soggetti dell'aggregato è possibile arrivare a una configurazione ottimizzata per la quale il gruppo di prosumer riesce ad ottenere una retribuzione pari a quella del attualmente percepita aderendo al meccanismo di scambio sul posto e dove anche le nuove utenze di consumo hanno dei benifici economici derivanti dalla loro partecipazione alla CER. I maggior benefici economici per gli utendi di solo consumo, circa 80 €/anno per utente, si rilevano per comunità energetica composta da una percentuale di *prosumer* compresa tra il e 50% e il 20% rispetto alla totalità dei membri, con valori del rapporto tra produzione e domanda di energia tra il 90% e il 30%. Il maggior beneficio economico delle configurazioni sopra descritte si ottiene però a scapito dell'autosufficienza complessiva.

I prossimi sviluppi dell'analisi potrebbero essere quelli di valutare come la configurazione della Comunità Energetica Rinnovabile può essere ulteriomente ottimizzata attraverso il dimensionamento del parco di generazione elettrica e/o l'implementazione nella configurazione di sistemi di accumulo. Inoltre, si ritiene interessante l'integrazione di una metodologia per la simulazione di schemi di ripartizione economica degli incenti correlati all'energia condivisa.

Bibliografia

- [1] Commisione Europea Comunicazione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle region. Il Grenn Deal Europeo Bruxelles, 11.12.2019 COM (2019) 640 final
- [2] Commissione Europea Raggiungere l'impatto zero sul clima entro il 2050. Visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitive e climaticamente neutrale Azione per il clima
- [3] Camera dei deputati Servizio Studi XVIII Lagislatura Cambiamenti climatici 20 luglio 2020
- [4] DecarbEurope *Comunità Energetiche* Progetto di comunità energetica (energia solare) ad Edinburgo.
- [5] ENEA Le Energy Community nel Quadro delle politiche europee e nazionali per la transizione energetica DOI 10.12910/EAI2020-045
- [6] Susana Soeiro, Marta Ferreira Dias Community renewable energy: Benefits and drivers 7th International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2020, 14–18 September, ISEP, Porto, Portugal
- [7] Vasco Brumer Community energy benefits and barriers: A comparative literature review of Community Energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces Renewable and Sustainable Energy Reviews 94 (2018) 187-196
- [8] SMART GRID REPORT. Le prospettive di sviluppo delle Energy Community in Italia Luglio 2014 Energy & strategy
- [9] Elements Il contributo delle Comunità Energetiche alla decarbonizzazione. Modelli attuali e future, stime di potenziale e pillole di benefici 2 dicembre 2020, uno studio per Legambiente
- [10] AIEE Il ruolo delle comunità energetiche nel processo di transizione verso la decarbonizzazione.

- [11] Aura Caramizaru, Andreas Uihlein Energy communities: an overview of energy and social innovation European Commission, JRC Science for policy report 2020
- [12] Consiglio europeo Conclusioni sul quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima Bruxelles, 23 ottobre 2014 (OR. en) SN 79/14
- [13] European Council *Fit to 55* (https://www.consilium.europa.eu/en/policies/eu-plan-for-a-green-transition/)
- [14] REScoop MECISE Mobilising European citizens to invest in sustainable energy. Clean energy for all Europeans Final results-oriented report of the REScoop MECISE Horizon 2020 project
- [15] 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
- [16] Bettina Kampman Jaco Blommerde Maarten Afman *The potential of energy citizens in the European Union* Delft, CE Delft, September 2016
- [17] Vladimir Z. Gjorgievski, Snezana Cundeva, George E. Georghiou *Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review.* Renewable Energy 169 (2021) 1138-1156
- [18] Friends of the Earth Europe and its members in Spain and Hungary, Greenpeace EU, REScoop.eu and Energy Cities *Unleashing the power of community renewable energy*
- [19] August Wierling, Valeria Jana Schwanitz, Jan Pedro Zeiß, Celine Bout, Chiara Candelise, Winston Gilcrease and Jay Sterling Gregg Statistical Evidence on the Role of Energy Cooperatives for the Energy Transition in European Countries. Sustainability 2018
- [20] Thomas Bauwens, Boris Gotchev, Lars Holstenkamp What drives the development of community energy in Europe? The case of wind power cooperatives. Energy Research & Social Science 13 (2016) 136-147
- [21] Commissione Europea Comunicazione della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo, al comitato delle regioni e alla banca

- europea per gli investimenti. Energia pulita per tutti gli europei Bruxelles, 30.11.2016 COM (2016) 860 final
- [22] Commissione Europea *Energia pulita per tutti gli europei* Lussemburgo, Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea, 2019
- [23] Andrea di Lieto *Le Energy Community in Italia: l'evoluzione del quadro normativo* Politecnico di Milano Energy & Strategy
- [24] Novelli RSE Gli schemi di autoconsumo collettivo e le comunità energetiche
- [25] Fabio Armanasco, Matteo Zulianello Comunità Energetiche e Autoconsumo Collettivo: contesto e quadro regolatorio 12 aprile 2021 RSE
- [26] Fabio Armanasco Le Comunità Energetiche in Italia: buone pratiche e temi di indagine. 21 gennaio 2021 Convegno RSE, ENEA
- [27] Senato della Repubblica, Camera dei Deputati *Conferenza internazionale sul cambiamento climatico* Helsinki, 6-7 ottobre 2019
- [28] European Commission Report from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee, and the committee of the regions. 2020 report on the State of the Energy Union pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on Governance of the Energy Union and Climate Action Brussels, 14.10.2020 COM (2020) 950 final
- [29] Enrico Giarmanà Il diritto a produrre energia e le nascenti figure dei prosumers e dellerenewable energy communities Catania, 24 gennaio 2020
- [30] Sito ufficiale dell'Unione Europea Azione per il clima, *Climate strategies & targets* (https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_it)
- [31] Energy Atlas. Facts and figures about renewables in Europe 2018 Jointly published by: Heinrich Böll Foundation, Berlin, Germany; Friends of the Earth Europe, Brussels, Belgium; European Renewable Energies Federation, Brussels, Belgium; Green European Foundation, Luxembourg
- [32] European Council *Green Deal Europeo* (https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/)

- [33] 100% RES Communities. Steps towards 100% renewable energy at local level in Europe, final report
- [34] ENEA Le comunità energetiche in Italia. Una guida per orientare i cittadini nel nuovo mercato dell'energia
- [35] DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- [36] PNIEC (https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030)
- [37] GSE Sviluppo e diffusione delle fonti rinnovabili in Italia e in Europa Anno 2018. Presentazione febbraio 2020
- [38] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Italia Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti
- [39] SISTEMI SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO Regole applicative per il riconoscimento di Sistema Semplice di Produzione e Consumo (in conformità all'allegato A alla deliberazione 578/2013 e s.m.i. Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo) RSE
- [40] DISEGNO DI LEGGE PRESENTATO DAL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI (CONTE) DI CONCERTO CON IL MINISTRO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE (GUALTIERI) Conversione in legge del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica. Camera dei deputati 31 dicembre 2019
- [41] DELIBERAZIONE 4 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 ARERA

- [42] DECRETO 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, in attuazione dell'articolo 42 -bis , comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020. Ministero dello Sviluppo Economico
- [43] LEGGE 17 luglio 2020, n. 77. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, recante misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19. Testo del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, coordinato con la legge di conversione 17 luglio 2020, n. 77, recante: «Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19». Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
- [44] Bando RSE Progetto pilota di Energy Communities
- [45] L.Bottaccioli, S.Di Cataldo, A. Acquaviva, E. Patti *Realistic Multi-Scale Modeling* of Household Electricity Behaviors IEEE Access, Volume 7 2467-2489 12 December 2018
- [46] SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO Determinazione del contributo in conto scambio ai sensi dell'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr e s.m.i. Regole Tecniche GSE
- [47] GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa 22 dicembre 2020 GSE
- [48] Newsletter del GME n. 142 novembre 2020
- [49] Dossier RSE. Covid 19 e sistema elettrico: Un esperimento che non avremmo voluto fare. L'emergenza virus e i suoi effetti sul mercato elettrico nel mese di marzo

- [50] Analisi preliminare sul possible percorso di decarbonizzazione della Sardegna RELAB, Renewable heating and cooling laboratory Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano
- [51] PAES *Piano di azione per l'energia sostenibile del comune di Benetutti* Allegato alla Deliberazione del Consiglio Comunale n° 7 del 22/02/2013
- [52] Studio preliminare per una smart grid nel comune di Benetutti Gennaio 2020 Sardegna Ricerche
- [53] 2018 Dati statistici sull'energia elettrica in Italia TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA

Ringraziamenti

Un ringraziamento va a tutte quelle persone che hanno contribuito con il loro tempo e supporto alla realizzazione di questo progetto di tesi.

Ringrazio il mio relatore, il Professore Andrea Lanzini, per avervi permesso di lavorare a questo progetto. Ringrazio il Dottor Francesco Demetrio Minuto e Andrea Pignata che, oltre ad essere i realizzatori del codice utilizzato in questo lavoro, sono le persone che mi hanno affiancato in questi mesi e con le quali ho avuto l'immenso piacere di lavorare e confrontarmi.

Ringrazio il Professor Romano Borchiellini per l'oppurtunità di condurre questo lavoro di tesi presso l'Energy Center Lab del Politecnico di Torino. Ringrazio il Dottor L. Bottaccioli per aver reso disponibili i profili di carico utilizzati nel presente lavoro. Ringrazio il Joint Research Center per la possibilità di usufruire del tool di simulazione da loro sviluppato.

Ringrazio il Comune di Benetutti per avermi dato la possibilità di collaborare con loro e inserire la loro realtà in questo studio. Ringrazio tutte le famiglie che hanno reso disponibili i propri dati di misura utilizzati per le simulazioni. Infine, ci tengo a ringraziare il Sig. Lillino Sini per la sua disponibilità, per la sua generosità e per il lavoro che insieme a tante altre persone sta portando avanti da tempo sul territorio sardo per rendere la nostra bellissima isola un esempio di avanguardia nel settore energetico.