

POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Energetica e Nucleare

**Corso di Laurea Magistrale
in Ingegneria Energetica e Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

Studio tecnico economico di comunità energetiche rinnovabili nelle isole minori



Relatori

prof. Marco Badami

prof.ssa Guglielmina Mutani

Candidato

Simona Russo

Marzo 2021

Indice

Introduzione	2
1. Panorama energetico.....	4
1.1 Approvvigionamento energetico mondiale.....	4
1.2 Lo scenario europeo	6
1.3 Lo scenario italiano.....	7
1.4 Influenza del Corona virus nel settore energetico	8
2. Comunità energetiche	10
2.1 Normativa europea.....	10
2.2 Normativa italiana.....	12
2.2.1 Decreto Milleproroghe	12
2.2.2 Delibera ARERA	13
2.2.3 Decreto MiSE	14
2.3 Comunità energetiche italiane	15
2.4 Potenziale delle CER	17
2.5 Ruolo dei sistemi HW e SW nella gestione delle comunità energetiche.....	18
2.5.1 Higecco energy.....	18
2.5.2 Evogy	19
2.5.3 Applicazione degli strumenti HW e SW	19
2.6 Simulazioni.....	21
a) Autoconsumo collettivo	22
b) Comunità energetica rinnovabile.....	24
3. Isole minori	26
3.1 Esempi isole innovative	28
3.2 Isole minori italiane	31
3.3 Normativa su isole minori.....	35
3.3.1 Decreto Isole minori.....	35
3.3.2 Delibera ARERA	36
3.3.3 Incentivi e finanziamenti per le isole minori	40
4. Caso studio: Isola di Salina.....	43
4.1 Metodologia.....	44
4.2 Inquadramento territoriale.....	46
4.3 Consumi	49
4.4 Produzione.....	51
4.5 Modelli di producibilità elettrica	52
4.6 Vincoli sul territorio.....	71
4.7 Bilanci	73
4.8 Caso studio CER.....	76
Conclusioni	106
Indice delle figure.....	109
Indice delle tabelle.....	111
Bibliografia	112

Introduzione

Il sistema energetico mondiale negli ultimi decenni sta attraversando un periodo di grande trasformazione verso soluzioni sempre più sostenibili: la così detta “Transizione energetica”.

Il continuo sviluppo economico mondiale e una qualità di vita sempre più alta sono i motivi di un costante aumento del consumo energetico. Ad oggi però tale fabbisogno è coperto prevalentemente da impianti a combustibili fossili, principali responsabili di emissioni di inquinanti in atmosfera.

La crisi climatica rappresenta la sfida decisiva del nostro tempo. La temperatura media globale è aumentata di 1,1 ° C rispetto ai livelli preindustriali. Gli impatti del riscaldamento globale si manifestano con siccità, tempeste e altri fenomeni meteorologici estremi in continua crescita.

Dagli anni 90' si è assistito ad una presa di coscienza globale riguardo le problematiche ambientali e così nel 1997, con il protocollo di Kyoto, è stata sancita la volontà da parte delle istituzioni di contrastare il riscaldamento globale e di ridurre l'impronta ecologica umana. Questa decisione è stata ribadita nel dicembre 2015 durante la conferenza di Parigi sul clima (COP21), nella quale 197 paesi hanno confermato il loro impegno per la lotta contro i cambiamenti climatici stipulando il primo accordo universale e giuridicamente vincolante: l'accordo di Parigi. L'obiettivo a lungo termine di tale accordo è quello di contenere l'aumento della temperatura globale ben al di sotto di 2°C. Per raggiungere questo target è necessario che le economie di tutto il mondo, in particolare i paesi in forte crescita economica si impegnino a intraprendere un percorso sostenibile volto alla decarbonizzazione di tutti i settori.

L'Unione Europea è in prima linea per la lotta ai cambiamenti climatici: l'obiettivo definito nel Green New Deal Europeo è quello di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 da parte di tutti gli stati membri. Il piano d'azione è volto a trasformare le problematiche climatiche in opportunità per promuovere un'economia più pulita ed inclusiva per tutti.

Tra i primi interventi vi è la decarbonizzazione del settore energetico che causa il 75% delle emissioni di inquinanti. Con il pacchetto “Clean energy for all Europeans”, pubblicato nel maggio 2019, l'UE propone lo sviluppo di un sistema energetico più sicuro, sostenibile e competitivo, basato sulle fonti energetiche rinnovabili.

La chiave per la realizzazione di una completa transizione energetica è dare centralità alla cooperazione tra soggetti pubblici, privati e singoli cittadini. Nel settore energetico ciò equivale al passaggio da un sistema elettrico centralizzato, basato sui combustibili fossili, ad uno distribuito basato su numerosi siti di generazione di energia rinnovabile. In quest'ottica, le comunità energetiche possono dare un contributo significativo per il raggiungimento degli obiettivi.

Questo elaborato si concentra sullo studio di una realtà molto critica non solo nel panorama italiano ma europeo, quello delle isole minori non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale. Per tali realtà la transizione energetica rappresenta un processo non solo necessario ma anche strategico.

Al fine di comprendere l'importanza della transizione energetica, nel primo capitolo viene fornita una visione generale del sistema energetico mondiale, analizzando le principali fonti di approvvigionamento energetico, con attenzione al ruolo delle fonti energetiche rinnovabili. L'analisi si è poi concentrata sullo scenario Europeo ed Italiano, andando ad analizzare le principali politiche in ambito energetico. È stata infine valutata l'influenza della pandemia da SARS-CoV-2 nel settore energetico e come le fonti rinnovabili si siano mostrate più resilienti.

Il secondo capitolo si focalizza sulla configurazione di Comunità Energetica Rinnovabile, la sua definizione in ambito legislativo, europeo (RED II) ed italiano (art.42-bis D.L. del 30/12/2019 n.162), e le prime applicazioni esistenti nel panorama italiano. In questo capitolo viene descritta l'importanza dei sistemi ausiliari per il monitoraggio e la gestione dei flussi energetici nelle CER e sono stati esaminati degli esempi pratici per l'applicazione delle configurazioni proposte dalla normativa italiana.

Le criticità ed opportunità presenti nelle isole minori sono state analizzate nel capitolo 3. Attualmente sono molte le iniziative europee finalizzate alla promozione della transizione energetica di questi territori. In questo capitolo vengono descritte alcune delle realtà innovative presenti in tutto il mondo come esempi di buone pratiche applicabili e replicabili in altri contesti. È stata quindi valutata la normativa italiana per la promozione delle fonti rinnovabili nelle isole.

Infine, nel capitolo 4 viene presentato il caso studio relativo all'isola di Salina, isola minore siciliana dell'arcipelago delle eolie. Tale studio si è concentrato sull'elaborazione di un modello per la transizione energetica dell'isola; dopo la caratterizzazione geografica e del sistema energetico attuale, è stata valutata la producibilità elettrica da FER fino ad elaborare un mix energetico rinnovabile capace di soddisfare il fabbisogno dell'isola. Successivamente lo studio ha riguardato la realizzazione di una comunità energetica rinnovabile (così come prevista dall'art.42-bis) in uno dei comuni dell'Isola valutandone, in base agli scenari, la fattibilità tecnica ed economica.

1. Panorama energetico

La transizione energetica viene spesso definita come “rivoluzione industriale verde”: il fabbisogno energetico mondiale, tutt’ora coperto in maggioranza da impianti a fonti fossili, verrà soddisfatto in proporzione sempre maggiore da impianti rinnovabili. Per capire quanto sia complessa questa sfida è necessario partire dalla situazione energetica attuale.

1.1 Approvvigionamento energetico mondiale

I consumi energetici mondiali, nonostante gli impegni assunti dai leader dei diversi Paesi, sono ancora soddisfatti prevalentemente da fonti fossili: petrolio, carbone e gas naturale occupano le quote più significative dell’approvvigionamento energetico.

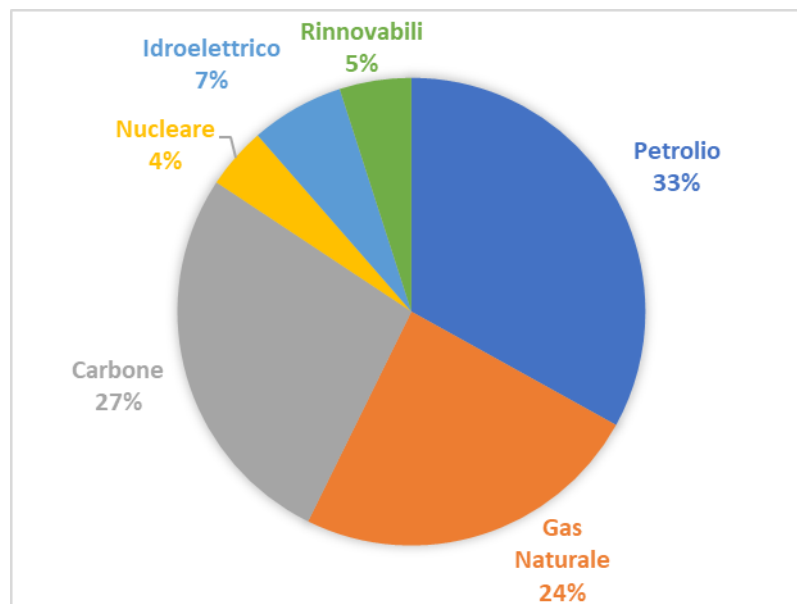


Figura 1- Consumi globali di energia primaria per fonte [2]

Il petrolio rappresenta la principale fonte di energia primaria al mondo. Gli usi finali del petrolio sono associati per 2/3 dal trasporto, in particolare il settore dell’aviazione ne è il principale consumatore.

Il carbone da diversi anni registra due tendenze in opposizione: da un lato nei paesi EOCED il consumo di tale risorsa è in costante decrescita, per via delle politiche di decarbonizzazione portate avanti da questi paesi; ciò non accade nelle economie emergenti come Cina ed India dove la capacità installata di impianti a carbone continua ad aumentare.

Tra le fonti fossili è il gas naturale che continua a mantenere un trend di crescita; ciò è dovuto in parte al suo utilizzo nel residenziale ed in parte perché esso, essendo il meno inquinante tra

i combustibili tradizionali di origine fossile, viene spesso usato come sostituto negli impianti a carbone. [1]

Pur coprendo ancora una piccola quota dell'approvvigionamento energetico mondiale, le fonti rinnovabili sono caratterizzate da una crescita esponenziale a livello globale, nel 2019 la percentuale di crescita annuale delle rinnovabili è stata pari al 12%. In particolar modo il maggior contributo è stato fornito dalla fonte solare, seguita da quella eolica, in aumento è anche la produzione di biocombustibili. [2]

Valutando con maggiore dettaglio il ruolo delle energie rinnovabili nel settore della generazione di energia elettrica nel mondo, il 2019 ha visto le rinnovabili non programmabili, con una produzione di 2805 TWh, superare di poco la produzione da nucleare raggiungendo la quota del 11%. [2]

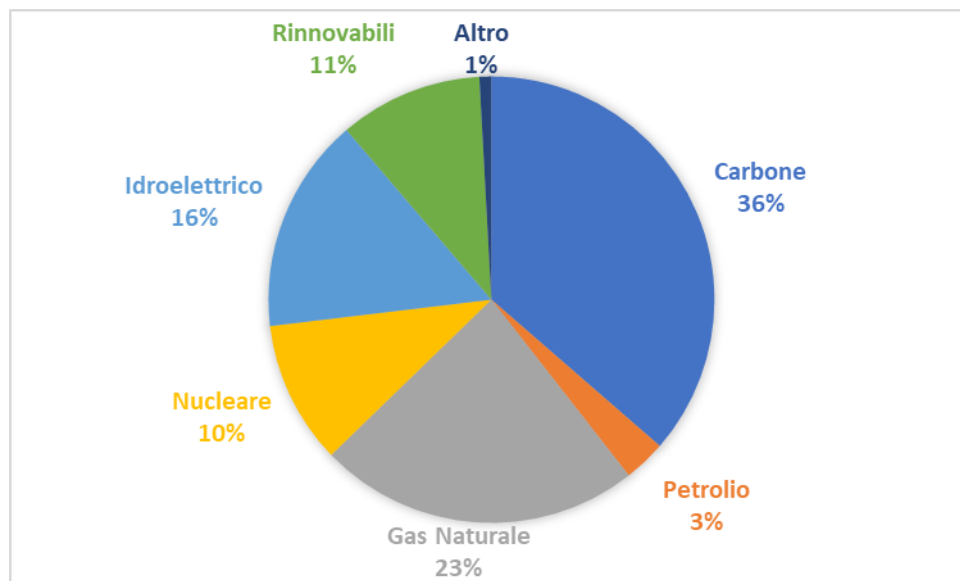


Figura 2- Produzione globale di energia elettrica per fonte [2]

1.2 Lo scenario europeo

Esaminando i dati forniti da BP p.l.c. nel “Statistical Review of World Energy 2020”, il mix europeo per la produzione di energia elettrica è coperto per circa il 40% da fonti rinnovabili, di cui il 16% è associato ad impianti idroelettrici e la restante quota ad impianti rinnovabili non programmabili. L'utilizzo del carbone rispetto alla media mondiale è notevolmente inferiore, mentre le centrali termoelettriche e gli impianti nucleari ricoprono ancora una quota rilevante.

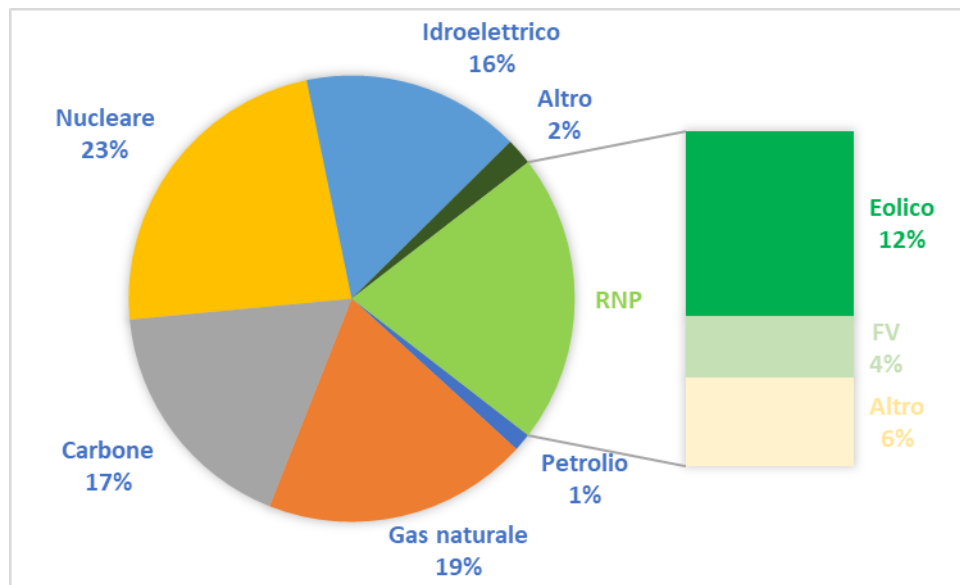


Figura 3- Produzione europea di energia elettrica per fonte [2]

Dopo il raggiungimento degli obiettivi climatici previsti nell'accordo di Parigi, il Consiglio Europea nel 2016 ha stilato il “Quadro 2030 per il clima e l'energia” che contiene gli obiettivi a livello dell'UE da perseguire nel periodo dal 2021 al 2030. Grazie al crescente affermarsi delle tecnologie rinnovabili, tali obiettivi sono stati rivisti al rialzo nel 2018 e prevedono:

- riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- quota almeno del 32% di energia rinnovabile
- miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica

La realizzazione di queste misure però non garantisce da sola il successo della transizione energetica. Risulta fondamentale porre l'attenzione alla gestione simultanea delle tre dimensioni del “Trilemma energetico”: sicurezza energetica, equità energetica e sostenibilità ambientale dei sistemi energetici. L'Europa in questo risulta essere molto avanti rispetto ad altri paesi: nell'ultimo rapporto “World Energy Trilemma Index 2020 report” pubblicato dal World Energy Council, i primi posti della classifica sono occupati prevalentemente da nazioni europee. Ai primi tre posti vi sono Svizzera, Svezia e Danimarca, premiate per le loro politiche energetiche attive di lungo termine. [4]

L'Unione Europea ha stabilito una governance ambiziosa in ambito di politiche energetiche, descritte nel “Energy Package for all Europeans”. Il pacchetto è composto da 8 atti legislativi,

fra regolamenti e direttive, che prevedono una radicale trasformazione del sistema energetico europeo basato sulle 5 dimensioni dell'energia [5]:

- sicurezza energetica;
- mercato interno dell'energia;
- efficienza energetica;
- decarbonizzazione dell'economia;
- ricerca, innovazione e competitività.

Questa strategia ha come fine lo sviluppo di un sistema che *“assicuri energia sostenibile a prezzi accessibili a tutti i consumatori, che crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro, che renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'Unione Europea e che riduca la dipendenza dalle importazioni di energia”*. [5]

1.3 Lo scenario italiano

La domanda italiana di energia elettrica nel 2019 è stata di 319.622 GWh. Tale domanda è stata soddisfatta per l'88,1% da produzione nazionale, la quota restante è stata coperta da importazioni dall'estero. Circa il 60% della produzione nazionale proviene da generazione termoelettrica non rinnovabile, di cui il 45% associato a impianti a gas naturale. Più di un terzo dell'energia elettrica italiana è generata da fonti rinnovabili, la quota maggiore è associata agli impianti idroelettrici, seguita da fotovoltaico ed eolico. [6]

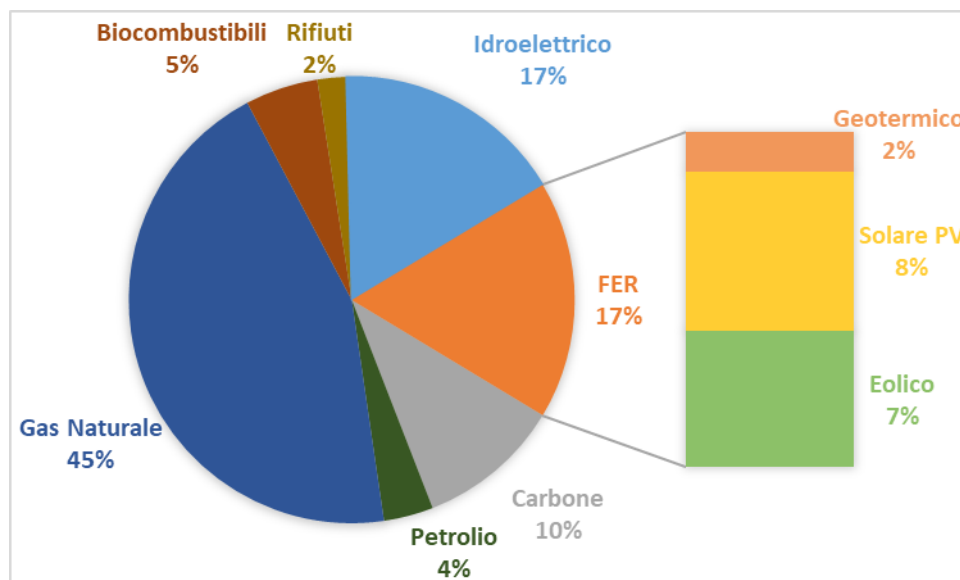


Figura 4 - Produzione italiana energia elettrica [2]

L'Italia condivide l'orientamento comunitario europeo che mira a promuovere l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia. All'interno del "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" (PNIEC, dicembre 2019), sono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030

sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulle emissioni di CO₂. Tra gli obiettivi che l'Italia dovrà assolvere al 2030 vi sono:

- 30% da FER nei consumi finali lordi di energia
- 22% da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti
- 43% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario tendenziale PRIMES 2007
- 33% di riduzione dei gas effetto serra rispetto al 2005

Seguendo il modello europeo, il PNIEC si fonda sulle cinque dimensioni dell'energia: sicurezza, mercato dell'energia, efficienza energetica, decarbonizzazione e ricerca, innovazione e competitività. Il fine è quello di conseguire una trasformazione dell'economia più rispettosa dei cittadini e dell'ambiente basata su l'economia circolare, efficienza e uso razionale ed equo delle risorse naturali.[7]

1.4 Influenza del Corona virus nel settore energetico

Il 2020 ha avuto un'evoluzione tutt'altro che attesa a causa della pandemia da SARS-CoV-2. Oltre al tragico impatto sulla salute mondiale, le conseguenze nel settore energetico sono state epocali.

Come riportato nel "Global energy Review 2020" redatto da IEA, la domanda globale di energia è diminuita del 3,8% nel primo trimestre del 2020.

Inizialmente è stata la domanda globale di carbone a subire una forte decrescita poiché la più grande economia basata sul carbone, la Cina, è stata la prima ad essere colpita dal Covid-19. La crisi si è estesa presto alle economie di tutto il mondo: in aprile si è raggiunto un minimo storico dei prezzi del petrolio, principalmente a causa della riduzione della mobilità e dell'aviazione. L'impatto della pandemia sulla domanda di gas è stato più moderato. A mostrare una grande resilienza, specialmente nella produzione di energia elettrica, sono state le rinnovabili che anzi hanno visto un aumento della domanda. In Europa, per la prima volta in assoluto, la produzione di elettricità da fonti rinnovabili ha superato quella dei combustibili fossili; questo comportamento è stato un'anticipazione dello scenario futuro previsto dalle politiche energetiche europee. L'incremento in particolare delle fonti rinnovabili non programmabili ha portato alla luce alcune criticità sulla sicurezza del sistema elettrico causando in molti casi un incremento dei costi di gestione. Ciò è dovuto maggiormente a causa della natura improvvisa ed inattesa dell'emergenza, negli scenari futuri si prevede di accompagnare questa transizione con l'adeguato adattamento dei sistemi elettrici.[8]

In Italia le misure di confinamento, che includevano la chiusura di attività industriali e commerciali, hanno registrato un crollo del consumo e della domanda di energia nel primo quadrimestre, in particolare nel mese di aprile si è assistito ad una flessione della domanda di energia elettrica del 17,2% rispetto allo stesso mese del 2019.

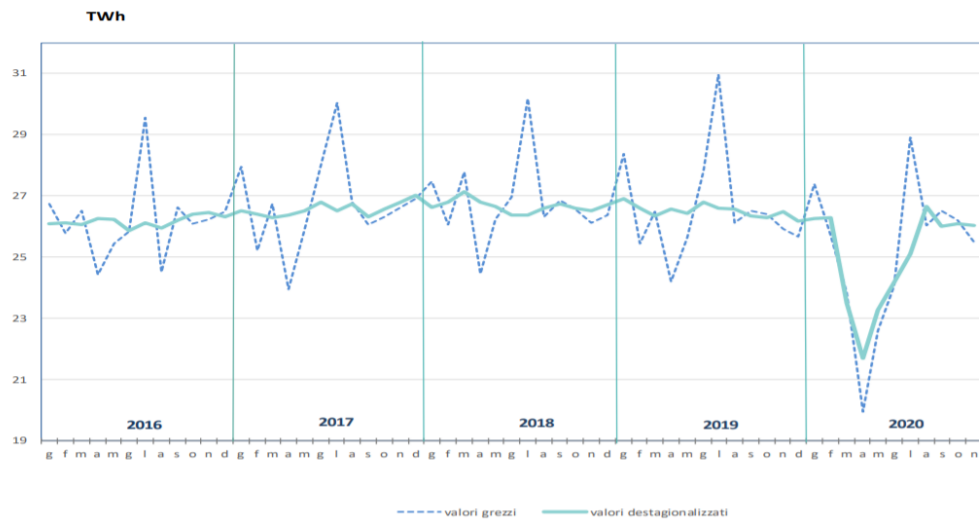


Figura 5- Domanda energia elettrica italiana [9]

Dal mese di maggio, con la fine del lockdown e la riapertura di molte attività commerciali, è iniziata una lenta e graduale ripresa della richiesta di energia elettrica. Per la prima volta in assoluto la produzione da fonti rinnovabili nel mese di maggio ha coperto il 51.2% della domanda di energia elettrica, superando la produzione da fonti non rinnovabili che ha soddisfatto il 43% della domanda, mentre la restante quota è stata coperta dal saldo estero. [10]

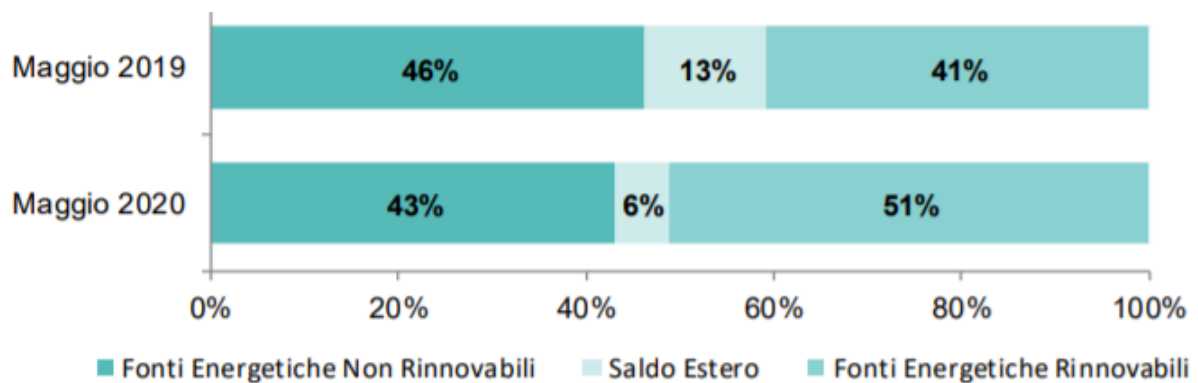


Figura 6- Copertura fabbisogno elettrico mese di maggio [10]

2. Comunità energetiche

Uno dei principali obiettivi proposto nel Pacchetto Clima Energia è quello di porre il consumatore al centro della transizione energetica; per favorire tale processo assumono un ruolo rilevante le così dette “comunità energetiche”: aggregati di consumatori finali e/o produttori di energia che si associano al fine di condividere l'energia prodotta localmente. Le comunità energetiche rappresentano uno strumento di trasformazione sociale che porta benefici all'interno del territorio e ai membri stessi in termini ambientali, economici e sociali, migliorando allo stesso tempo la sicurezza locale degli approvvigionamenti energetici e riducendo la dispersione energetica. In quest'ottica il cittadino diventa parte attiva nel panorama energetico nazionale trasformandosi in prosumer: un soggetto che è contemporaneamente produttore (producer) e consumatore (consumer), collegato alla rete nazionale dalla quale può prelevare e immettere energia, scambiare la quota di energia in eccesso con i consumatori prossimi al soggetto stesso.

2.1 Normativa europea

Le comunità energetiche in ambito europeo sono state definite nel “Clean Energy for all Europeans Package” mediante l'emanazione di due direttive: la “Renewable Energy Directive 2018/2001” (nota come RED II), pubblicata a dicembre 2018, e la “Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944” (chiamata anche Direttiva IEM), pubblicata a giugno 2019.

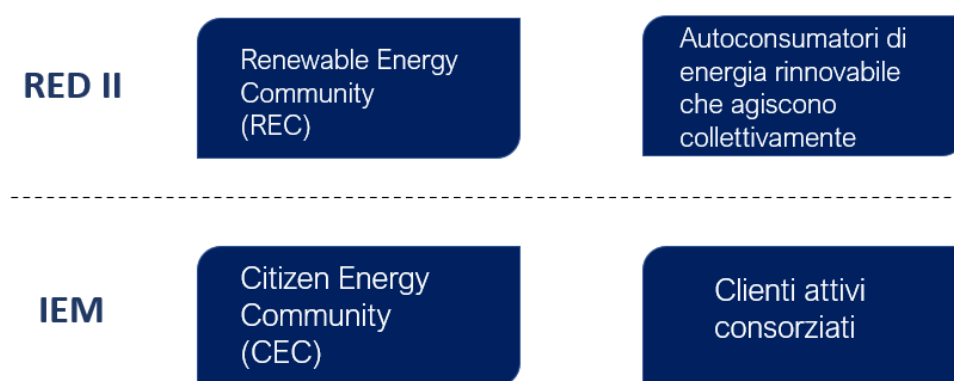


Figura 1- Configurazioni presentate nelle Direttive Europee

La direttiva RED II si focalizza sulla definizione di aggregati di utenti che producono, consumano e condividono energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Vengono introdotte quindi le “Renewable Energy community” (REC, comunità di energia rinnovabile) e gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.

La Direttiva IEM invece ha come scopo principale quello di promuovere la trasformazione strutturale del mercato elettrico, da centralizzato a distribuito, fornendo indicazioni sulla produzione e lo scambio di energia elettrica senza vincoli sulla tipologia di impianti. Vengono quindi definite le «Citizen Energy Community» (CEC, comunità energetica di cittadini) e la configurazione di clienti attivi consorziati.

- *La **comunità energetica rinnovabile** (CER) è un soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed effettivamente controllato da azionisti o membri situati nelle vicinanze degli impianti rinnovabili posseduti dalla comunità. Gli azionisti o membri possono essere persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti o autorità locali, a condizione che per le imprese private, la partecipazione alla comunità non costituisca l'attività commerciale principale. L'obiettivo principale della comunità energetica rinnovabile è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari. [11]*
- *La **configurazione di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente** è un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e ha come principale caratteristica che i suoi membri si trovino all'interno dello stesso edificio o condominio in cui sono presenti gli impianti di energia rinnovabile. Anche in questo caso tale attività non deve costituire l'attività commerciale o professionale principale dei membri. [11]*
- *La **comunità energetica dei cittadini** (CEC) è un soggetto giuridico basato sulla partecipazione aperta e volontaria, effettivamente controllato da azionisti o membri che possono essere persone fisiche, PMI, enti o autorità locali. La comunità 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. [12]*
- *I **Clienti attivi consorziati** sono clienti finali o un gruppo di clienti finali consorziati che consuma o accumula l'energia elettrica prodotta nei propri locali situati all'interno di un'area delimitata o, se consentito da uno Stato Membro, in altri locali, oppure vende l'energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica, purché tali attività non costituiscano la principale attività commerciale o professionale. [12]*

2.2 Normativa italiana

L'Italia nel 2020 ha cominciato il percorso di recepimento della Direttiva RED II per l'attivazione dell'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e la realizzazione di comunità di energia rinnovabile (CER). Tale procedura è partita dal decreto-legge n. 162 (c.d. Milleproroghe), seguito dalla delibera Arera 318/2020/R/eel e dal decreto attuativo del Mise del 16/09/2020.



Figura 7- Percorso normativo

2.2.1 Decreto Milleproroghe

Il recepimento della Direttiva RED II all'interno del quadro normativo italiano ha avuto inizio con il Decreto Milleproroghe, D.L. 30 dicembre 2019, n. 162, approvato in via definitiva con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8. In particolare, l'articolo 42-bis della direttiva definisce per la prima volta le configurazioni di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente** e di **comunità di energia rinnovabile**. Il Decreto Milleproroghe rappresenta ancora una fase sperimentale di tali configurazioni; il recepimento completo della Direttiva RED II 2018/2001 dovrà avvenire entro giugno 2021.

L'articolo 42-bis consente di attivare le configurazioni di autoconsumo collettivo e di comunità energetica rinnovabile con lo scopo di produrre, autoconsumare e scambiare energia rinnovabile tra utenti finali con POD diversi sottesi alla stessa rete elettrica di bassa tensione o, per autoconsumatori che agiscono collettivamente, utenti situati nello stesso condominio. Per la realizzazione di tali configurazioni sono ammessi impianti con potenza massima pari a 200 kW, installati durante questa fase transitoria che va dall'entrata in vigore del Decreto Milleproroghe fino a 60 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto di recepimento della direttiva 2018/2001.

Così come definito nella Direttiva RED II, anche l'art. 42-bis specifica che per i soggetti che aderiscono a tale configurazione, quest'attività non deve rappresentare l'attività professionale o commerciale principale. L'obiettivo rimane quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità per i suoi membri o per le aree locali in cui opera. I consumatori che desiderano associarsi stipulano un contratto di diritto privato in cui viene individuato un soggetto responsabile delle attività di gestione. I singoli utenti mantengono i loro diritti di clienti finali, inclusa la scelta del proprio venditore.

2.2.2 Delibera ARERA

Al fine di attuare le disposizioni definite nell'art. 42-bis del Decreto Milleproroghe, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) ha pubblicato nell'agosto 2020 la Delibera 318/2020/R/eel. Lo scopo di tale delibera è di definire le modalità e la regolazione economica relativa all'energia condivisa per l'autoconsumo: tale energia è pari al minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata dai clienti finali associati, in ciascun periodo orario.

All'interno dell'allegato A viene individuato uno dei due contributi per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (CAC) che corrisponde alla restituzione delle componenti tariffarie associate alla trasmissione e distribuzione: “

- *Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente* esso è pari alla somma del prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} mensile e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Af,m}$ e la somma, per livello di tensione i e ore h , dei prodotti tra l'energia elettrica condivisa per livello di tensione, il coefficiente delle perdite evitate c_{PR} corrispondente al medesimo livello di tensione e il prezzo zonale orario P_z .

$$CAC = CU_{Af,m} * E_{AC} + \text{Somma}_{i,h} (E_{AC,i} * c_{PR,i} * P_z)_h$$

- *Nel caso di comunità di energia rinnovabile*, il GSE calcola su base mensile, per ciascuna configurazione, il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (CAC), espresso in €, pari al prodotto tra l'energia elettrica condivisa E_{AC} e il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile $CU_{Af,m}$.

$$CAC = CU_{Af,m} * E_{AC}$$

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ($CU_{Af,m}$), espresso in c€/kWh, è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione (TRASE) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BT_{AU}) vigenti nel mese m -esimo. Il coefficiente delle perdite di rete evitate (c_{PR}) è pari a:

- 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione”.

2.2.3 Decreto MiSE

Il Ministero dello Sviluppo economico con Decreto del 16 settembre, entrato in vigore il 17/11/2020, ha individuato le tariffe incentivanti, i limiti e gli obblighi da rispettare per l'attuazione dell'articolo 42bis del decreto-legge 162/19. Viene stabilito il periodo di diritto alle tariffe incentivanti pari a 20 anni, al netto di eventuali fermate.

La tariffa premio spettante per l'energia elettrica condivisa è pari a:

- 100€/MWh per la configurazione di **autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**;
- 110€/MWh per la configurazione di **comunità energetica rinnovabile**.

Il Decreto MiSE definisce anche la cumulabilità con altri incentivi, meccanismi o agevolazioni che vengono riportati nella seguente tabella.

Tabella 1- Cumulabilità DL 162/2019

Cumulabili	Non cumulabili
- Detrazioni Fiscali (previste dal testo unico delle imposte sui redditi)	- Meccanismo dello scambio sul posto
- Superbonus (per la quota di potenza superiore a 20kW)	- Incentivi previsti dal decreto MiSE n.186 del 9 agosto 2019

L'energia prodotta e immessa in rete può accedere al regime di Ritiro Dedicato effettuato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). In caso di attivazione di tale configurazione, essa deve essere estesa a tutti gli impianti di produzione della comunità o del gruppo di autoconsumatori. Di seguito viene riportata una tabella riepilogativa contenente i contributi economici spettanti per le configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e di comunità energetiche rinnovabili.

Tabella 2 - Contributi economici

		Autoconsumatori di energia rinnovabile	Comunità energetica rinnovabile
energia condivisa	Restituzione componenti tariffarie (*)	9,52 €/MWh(**)	8,22 €/MWh
	Incentivazione dell'energia condivisa	100 €/MWh	110 €/MWh
	Ritiro dell'energia (***)	50 €/MWh	50 €/MWh

(*) Valori riferiti all'anno 2020

(**) Variabile a seconda del livello di tensione e del Prezzo Zonale Orario dell'energia elettrica

(***) Il prezzo per il ritiro dell'energia immessa in rete viene disciplinato dalla deliberazione ARERA 280/07 e dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso

2.3 Comunità energetiche italiane

Prima dell'entrata in vigore del decreto-legge 162/19, alcune regioni Italiane avevano già emanato delle leggi in merito alla promozione dell'istituzione di comunità energetiche.



La Regione Piemonte è stata la prima a legiferare rispetto a questo tema con la legge regionale 3 agosto 2018, n. 12. Le Comunità energetiche descritte da tale legge sono enti senza finalità di lucro, che hanno il fine di promuovere il processo di decarbonizzazione del sistema economico e territoriale e di agevolare la produzione, lo scambio e il consumo di energie generate principalmente da fonti rinnovabili (almeno 50%). Nella Delibera della Giunta Regionale n. 18-8520 dell'8 marzo 2019, sono elencati i requisiti minimi delle comunità energetiche piemontesi tra cui: l'autoconsumo annuo superiore a 0,5 GWh; autoconsumo annuo non inferiore al 70%; produzione di energia da fonti rinnovabili pari almeno al 50%; soggetti partecipanti possono essere pubblici e/o privati.



La Regione Puglia ha emanato la legge regionale 9 agosto 2019, n. 45 "Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche" che ricalca la legge della Regione Piemonte, con alcune differenze rispetto alla quota di autoconsumo pari al 60% e consumo annuo superiore a 0.02 GWh (valori definiti nella delibera della giunta regionale n.1074 del 09/07/2020).



La Regione Sardegna con la legge regionale 47/2019 "Disposizioni regionali in materia di energia e modifiche alla legge regionale n.9 del 2006" promuove l'istituzione di comunità energetiche caratterizzate da un consumo annuo superiore a 0.05GWh e da autoconsumo annuo dell'energia prodotta esclusivamente da impianti rinnovabili non inferiore del 70%.



La Regione Liguria con la legge regionale n.13 del 06/07/2020 "Promozione e istituzione delle comunità energetiche" ha ricalcato il modello piemontese, utilizzando gli stessi requisiti.

Queste leggi regionali rispetto al Decreto Legislativo n.162/2019, delineano una configurazione di comunità energetica più ampia a livello territoriale, basata su un equilibrio di produzione e condivisione virtuosa di energia prodotta localmente, in particolare da impianti rinnovabili.

Nel rapporto di Legambiente “Comunità Rinnovabili” del 2020 sono elencate le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche attive o in procinto di avviamento dislocate nel territorio nazionale.

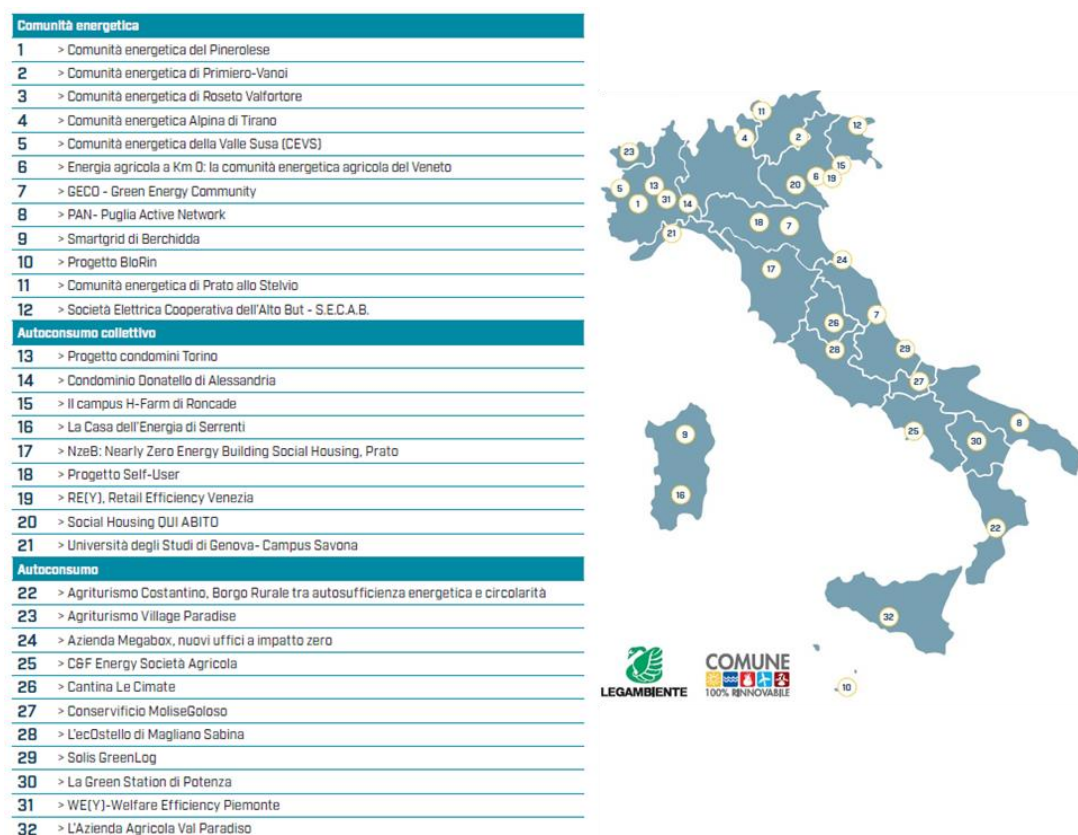


Figura 8 - Configurazioni presenti in Italia [13]

Tra le comunità energetiche in via di realizzazione vi è quella del Pinerolese, costituita da una pluralità di utenti pubblici e privati, in cui figurano 6 comuni (i comuni di Cantalupa, Frossasco, Roletto, San Pietro Val Lemina, Scalenghe e Vigone), 5 aziende e 144 utenti domestici. Tali soggetti sono consumatori, produttori e prosumer; il fabbisogno energetico della comunità verrà coperto da un impianto idroelettrico, un impianto a biogas e numerosi impianti fotovoltaici dislocati nei tetti delle varie utenze. Da questa configurazione si otterrà il 100% di autoproduzione.[14]

Altri esempi virtuosi di comunità energetiche sono le comunità elettriche storiche, nate tra la fine dell'800 e l'inizio del 900 in quei territori montani isolati, spesso caratterizzati da abbandono e spopolamento. La Società Elettrica Cooperativa dell'Alto But (S.E.C.A.B) nel Comune di Paluzza (UD), fondata nel 1911, è nata con l'obiettivo di promuovere la crescita sociale ed economica del territorio, sfruttando e contemporaneamente tutelando le risorse naturali presenti. La cooperativa ha garantito l'indipendenza energetica grazie alla produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici; essa ha poi permesso di sovvenzionare e promuovere la creazione di industrie, enti e associazioni benefiche, trasformando un territorio critico in una comunità forte e indipendente.[15]

2.4 Potenziale delle CER

Le configurazioni di comunità energetiche rinnovabili e autoconsumatori di energia rinnovabile, visto il vincolo legato all'appartenenza alla stessa cabina secondaria di trasformazione media/bassa tensione, sono caratterizzate da uno sviluppo circoscritto, ciò permetterà di replicare queste realtà sia nelle grandi città che nei piccoli centri abitati. Le comunità energetiche rinnovabili possono essere formate dall'unione di pluralità di utenze domestiche, centri commerciali, PMI, Enti Locali. Ognuno di questi soggetti può ricavare vantaggi dall'autoproduzione e condivisione dell'energia da fonti rinnovabili, portando valore aggiunto nei territori e creando opportunità economiche e sociali.

La diffusione delle CER e dell'autoconsumo collettivo contribuirà a creare un nuovo assetto distribuito che deve essere associato ad un aumento dell'elettrificazione dei consumi finali, in cui anche il settore dei trasporti giocherà un ruolo fondamentale.

Oltre ai vantaggi economici di cui beneficiano i membri partecipanti grazie alla condivisione dell'energia prodotta, a livello più ampio lo sviluppo delle comunità favorisce la filiera commerciale associata alla vendita di impianti rinnovabili, dei sistemi di accumulo e di tutte le componenti tecnologiche utili alla creazione di tali configurazioni. Un altro impatto positivo è la riduzione delle perdite di rete dovuto al passaggio da un sistema centralizzato ad uno distribuito.

Non meno importanti sono i benefici ambientali: l'incremento della produzione energetica da fonti rinnovabili favorirà una riduzione delle emissioni di CO₂ associata alla produzione termoelettrica tradizionale. Risulta evidente quindi che la diffusione di queste configurazioni sarà un tassello determinante per il raggiungimento degli obiettivi posti nel PNIEC per il 2030.

L'aumento della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili d'altro canto, a causa della natura non programmabile e aleatoria di tali fonti, causa squilibri nella rete di trasmissione nazionale. Per questo risulta fondamentale associare agli impianti di produzione rinnovabili sistemi che garantiscono flessibilità alla rete.

2.5 Ruolo dei sistemi HW e SW nella gestione delle comunità energetiche

La gestione di una comunità energetica o di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile può essere agevolata e migliorata per mezzo di dispositivi hardware e software finalizzati al monitoraggio dei flussi energetici.

I dispositivi hardware vengono installati presso i POD delle utenze partecipanti alla comunità per misurare i consumi e nell'impianto di generazione FER per misurare la produzione. Tali dati vengono inviati alla piattaforma software di monitoraggio energetico, che permette di avere visibilità dei flussi energetici interni alla comunità stessa in modo da poter implementare azioni di massimizzazione dell'energia condivisa.

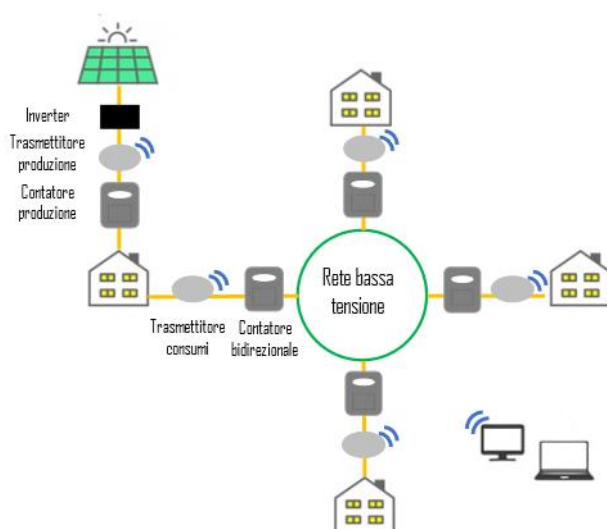


Figura 9 – Schema installazione dispositivi

I produttori delle tecnologie HW e SW, grazie alla loro esperienza nel settore industriale, sono già pronti a fornire soluzioni adatte alle configurazioni nascenti. Per l'analisi di tale settore, di seguito vengono descritte due società: Higeo energy ed Evogy.

2.5.1 Higeo energy

Higeo energy è un'azienda che si occupa di misurazioni, monitoraggio e analisi dei dati per l'energy management in diversi ambiti, dalle rinnovabili al settore industriale.

Con l'entrata in vigore del decreto milleproroghe, l'azienda ha sviluppato soluzioni tecnologiche per mettere in comunicazione impianti di produzione da fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e singole utenze.

Tre configurazioni sono state sviluppate rispettivamente per condomini, abitazioni indipendenti e aziende (PMI). I KIT proposti dall'azienda contengono un quadro pre-assemblato, dimensionato in funzione del numero di utenze, al cui interno è presente un datalogger GWS, la cui connessione internet per il trasferimento dei dati è assicurata da un modem indipendente con relativa SIM, e tanti analizzatori di energia quante sono le unità immobiliari da monitorare con i relativi trasformatori amperometrici. Tutti i dati raccolti

vengono trasferiti nella piattaforma di Energy management “X-Spector” dalla quale è possibile monitorare i consumi e la produzione in tempo reale; vengono generati report puntuali per la ripartizione degli incentivi economici ai soggetti partecipati. [16]

2.5.2 Evogy

Evogy è una società specializzata nei servizi della digital energy. Il punto di forza di Evogy è la piattaforma software “SIMON”, basata su tecnologie IoT e intelligenza artificiale. Tale software è caratterizzato da diversi livelli di servizi erogabili: dal semplice monitoraggio alla possibilità di attuare strategie di gestione e ottimizzazione dell’energia tramite il controllo da remoto. I dati misurati dai sistemi hardware vengono raccolti ed elaborati da algoritmi di machine learning che tengono conto delle variazioni ambientali; in questo modo gli utenti possono ricevere allarmi e suggerimenti sui propri consumi in tempo reale. Lo studio accurato dei dati è finalizzato anche all’individuazione di interventi di efficientamento energetico.

L’obiettivo più ampio che Evogy prospetta è finalizzato all’aggregazione dei dati di diverse CER e gruppi di autoconsumatori al fine di partecipare a programmi di demand response per la stabilizzazione delle reti locali.[17]

2.5.3 Applicazione degli strumenti HW e SW

Le strumentazioni HW e SW sono finalizzate al monitoraggio dei flussi energetici interni alla comunità, con la possibilità quindi di prevedere e verificare i costi in bolletta. I dati di consumo possono essere usati anche per fare una suddivisione puntuale dei benefici economici tra i membri della comunità, in modo da premiare gli utenti il cui autoconsumo risulta maggiore. Un’accurata analisi dei profili di consumo e di produzione può essere uno strumento utile per la gestione e l’ottimizzazione dell’energia condivisa tra i membri della comunità. Così come la divisione in fasce orarie ha portato ad un lieve cambiamento nelle abitudini dei consumatori, si prevede che in tali configurazioni gli utenti finali adoperino una variazione analoga al fine di massimizzare l’autoconsumo.

I dispositivi HW e SW acquistano un ruolo fondamentale specialmente nel caso in cui siano presenti anche dei sistemi di accumulo che, grazie alla loro flessibilità, permettono di attuare diverse strategie di gestione in base al valore che l’energia prodotta assume in un determinato orario. Negli orari in cui la produzione FER è in eccesso tale energia, invece di essere immessa in rete, sarà stoccata nei sistemi di accumulo ed utilizzata nei momenti in cui la curva di carico non riesce ad essere coperta dall’impianto. In tal modo, l’energia accumulata viene riconosciuta come energia condivisa e quindi remunerata con l’incentivo spettante; se invece l’energia viene prelevata e reimessa in rete dai sistemi di accumulo, essa non rappresenta energia condivisa. Queste azioni, finalizzate alla valorizzazione dell’energia condivisa, vengono applicate allo stesso modo anche per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici.

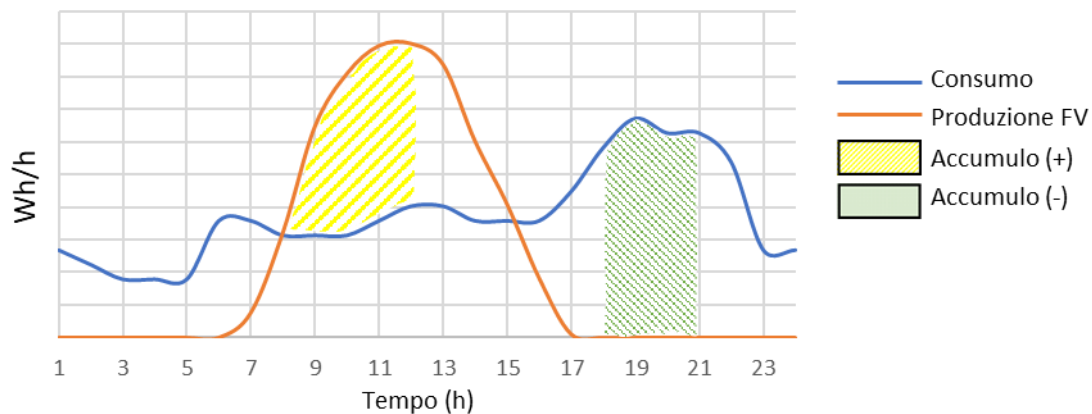


Figura 10 - Strategia di gestione con batterie

Un'altra opportunità che l'utilizzo di sistemi HW e SW offre è la partecipazione a programmi di demand response (DR). Tramite l'intervento di un aggregatore o BSP (balance service provider), la comunità energetica può mettere a disposizione un quantitativo della propria flessibilità per un certo periodo di tempo, in cambio di un compenso, al fine di garantire maggiore stabilità alla rete.

Nell'ambito delle comunità energetiche, un ruolo strategico è rivestito, come già visto, dai sistemi di accumulo e dalle colonnine di ricarica dei veicoli elettrici. Un altro elemento di flessibilità nell'ambito residenziale è associato agli impianti di climatizzazione elettrici, in particolare alle pompe di calore: in questo caso la flessibilità energetica è intesa come la modifica temporanea del profilo di utilizzo degli impianti sfruttando anche l'inerzia termica degli edifici. [18]

Tra i progetti pilota in tema di DR a cui le comunità energetiche potrebbero avere accesso, vi è il progetto UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste), portato avanti da Terna, operatore di rete nazionale (TSO). Tale progetto promuove la partecipazione al mercato dei servizi del dispacciamento (MSD) di aggregati caratterizzati dalla presenza di uno o più elementi quali: unità di produzione, unità di consumo e sistemi di accumulo. Questo progetto prevede una remunerazione fissa direttamente proporzionale alla capacità di modulazione e una quota variabile derivata dalla movimentazione effettiva sul mercato dei servizi del dispacciamento (MSD). [19]

2.6 Simulazioni

A titolo di esempio si riportano i risultati ottenuti dalla simulazione di due modelli che rappresentano rispettivamente una configurazione di **autoconsumo collettivo a)** e una **comunità energetica rinnovabile b)**. I dati di input (consumi annui, costi d'investimento, costi di manutenzione) sono stati estratti dal “Electricity Market Report” redatto dal Politecnico di Milano nel novembre 2020 e rielaborati. I consumi annui fanno riferimento a valori tipici di utenze domestiche del centro Italia. Questi consumi sono stati ripartiti nei diversi mesi, ipotizzando un maggiore peso durante i mesi invernali ed estivi giustificato dall'utilizzo degli impianti di riscaldamento e raffrescamento; i dati mensili sono stati ulteriormente suddivisi in modo da ottenere dei profili orari giornalieri. In entrambe le configurazioni è stata ipotizzata l'installazione di impianti fotovoltaici per i quali sono stati calcolati i profili di produzione orari per mezzo del tool PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Sono state inserite le coordinate di una città del centro Italia (Roma) ed è stato scelto come anno di riferimento per la simulazione il 2014.

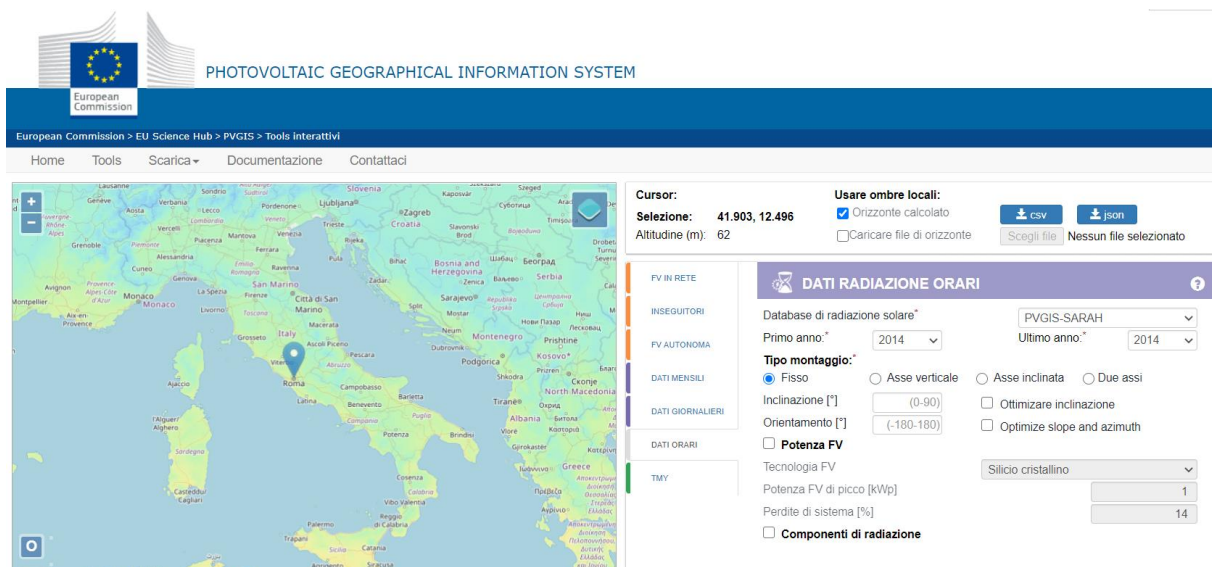


Figura 11 - Portale PVGIS [20]

a) Autoconsumo collettivo

Per la simulazione è stato considerato un condominio composto da 20 utenze domestiche, in cui viene installato un impianto fotovoltaico di potenza pari a 30 kW. I consumi delle 20 utenze sono stati differenziati in base al numero di residenti, tali consumi fanno riferimento a valori annuali tipici di famiglie del centro Italia.

Tabella 3 - Consumi per tipologia di famiglia, autoconsumo collettivo

Numerosità	Tipologia Famiglia	Consumi annui
5	1 persona	2400 kWh
5	2 persone	3130 kWh
5	3 persone	3270 kWh
5	4 persone	3880 kWh
1	Utenza condominiale	16000 kWh

Nella configurazione in esame ogni utenza domestica è connessa alla rete pubblica tramite un proprio POD; l'utenza condominiale è invece direttamente connessa all'impianto fotovoltaico per cui l'energia viene autoconsumata in modo fisico e non rientra nel conteggio dell'energia condivisa, per tale quota di energia il risparmio è rappresentato al mancato acquisto dal mercato elettrico.

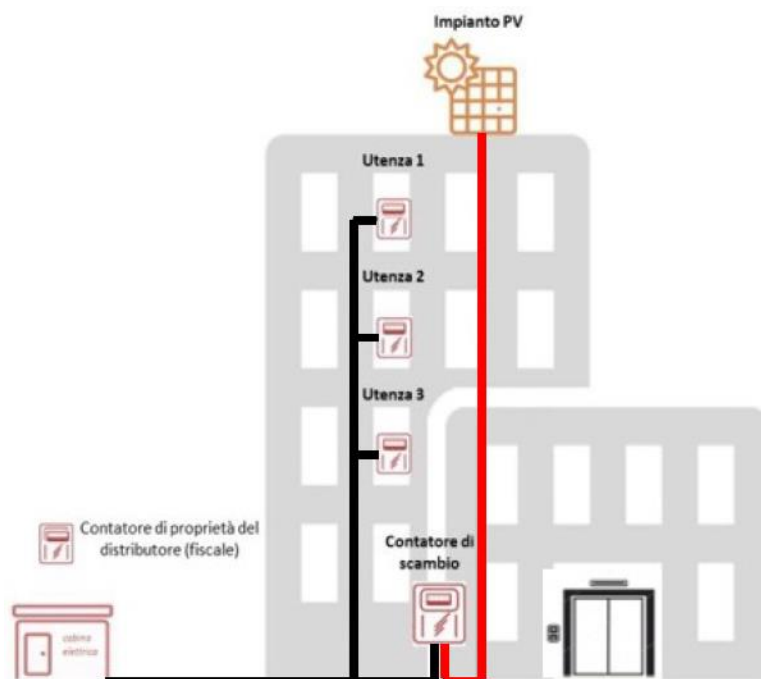


Figura 12 - Schema di autoconsumo collettivo [21]

Noti i valori orari di produzione e consumo, è stata calcolata la quantità di energia autoconsumata, condivisa ed immessa in rete per l'intero anno di riferimento.

Tabella 4 - Principali dati energetici, autoconsumo collettivo

	kWh/anno	% su produzione	% su consumi
Produzione	44.172	-	-
Energia condivisa	18.146	41%	22%
Autoconsumo fisico	6.454	14%	8%
Energia immessa in rete	37.718	-	-

Vengono riportati di seguito due grafici che descrivono le curve di produzione e consumo dei giorni tipo per i mesi di gennaio e agosto.

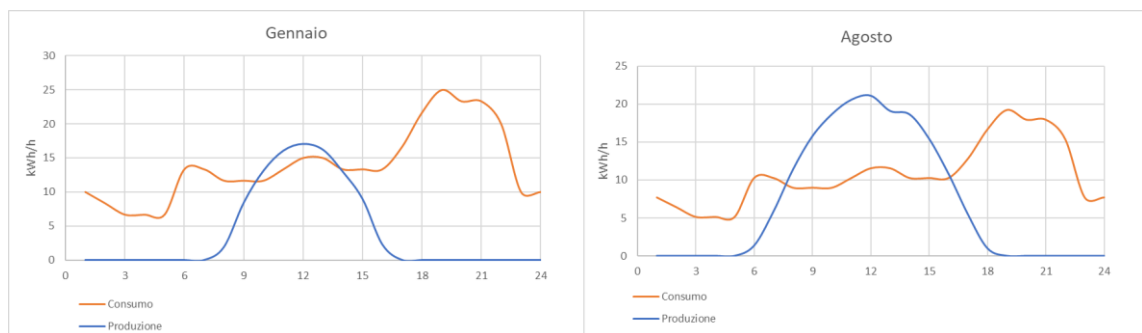


Figura 13 - Profili orari di consumi/produzione, autoconsumo collettivo

Infine, è stata svolta un'analisi economica nella quale sono state considerate le seguenti voci di costi e ricavi.

Tabella 5 - Voci di costi e ricavi, autoconsumo collettivo

Costi		Ricavi	
Impianto	40.000 €	Restituzione componenti tariffarie	9,52 €/MWh
Manutenzione	300 €/anno	Incentivazione energia condivisa	100 €/MWh
Spese amministrative	400 €/anno	Ritiro dell' energia immessa in rete	50 €/MWh
		Risparmio en. autoconsumata	161,6 €/MWh*

* Tariffa del mercato di maggior tutela aggiornata al 1 ottobre 2020

Dalla simulazione svolta è stato ottenuto un tempo di ritorno dell'investimento pari a 10 anni; se però viene applicata la detrazione fiscale del 50% sul costo dell'impianto, prevista dal decreto-legge n.83 del 22 giugno 2012, il PBT si riduce a 5 anni.

b) Comunità energetica rinnovabile

La CER ipotizzata è composta da 80 utenze domestiche che condividono l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico da 100 kW. Le tipologie di famiglie sono state suddivise come nel caso precedente rispetto al numero di componenti.

Tabella 6 - Consumi per tipologia di famiglia, CER

Numerosità	Tipologia Famiglia	Consumi annui
20	1 persona	2400 kWh
20	2 persone	3130 kWh
20	3 persone	3270 kWh
20	4 persone	3880 kWh

In questa configurazione l'impianto è direttamente connesso alla rete di bassa tensione tramite il contatore che misura l'energia scambiata. Per cui in questo caso manca la quota di energia autoconsumata fisicamente; tutta l'energia prodotta dell'impianto viene immessa in rete.

Tabella 7 - Principali dati energetici, CER

	kWh/anno	% su produzione	% su consumi
Produzione	147.242	-	
Energia condivisa	78.510	53%	30%

Dall'analisi dei consumi e della produzione oraria, sono stati estratti i seguenti grafici che rappresentano i giorni tipo di gennaio ed agosto.

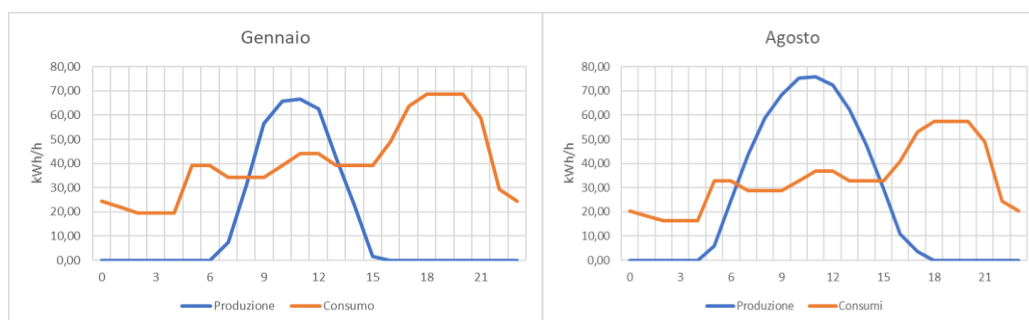


Figura 14 - Profili orari di consumi/produzione, CER

L'analisi economica è stata svolta considerando le seguenti voci di costi e ricavi.

Tabella 8 - Voci di costi e ricavi, CER

Costi		Ricavi	
Impianto	100.000 €	Restituzione componenti tariffarie	8,22 €/MWh
Manutenzione	1.200 €/anno	Incentivazione energia condivisa	110 €/MWh
Spese amministrative	1.500 €/anno	Ritiro dell' energia immessa in rete	50 €/MWh
		Risparmio en. autoconsumata	161,6 €/MWh*

* Tariffa del mercato di maggior tutela aggiornata al 1 ottobre 2020

Il tempo di ritorno dell'investimento in questo caso risulta essere di 11 anni, applicando la detrazione fiscale del 50% al costo dell'impianto, il PBT si riduce a 5 anni.

3. Isole minori

Le isole minori presenti in Europa sono più di 2400; questi territori non sono altro che piccoli sistemi delicati e complessi, caratterizzati da molteplici criticità. Problematiche diffuse sono: il distacco della rete elettrica locale dalla rete di trasmissione nazionale, la forte dipendenza dall'approvvigionamento di materie prime, dal combustibile per la generazione elettrica all'acqua potabile; la condizione di insularità che talvolta rende tali territori irraggiungibili.

Molte delle isole minori dell'Unione Europea, non essendo connesse alle reti di trasmissione nazionali, utilizzano per la generazione di energia elettrica impianti a gasolio e petrolio, causando un significativo impatto ambientale verso i già vulnerabili ecosistemi isolani.

In considerazione di ciò, il 18 maggio 2017 la Commissione Europea insieme a 14 Stati membri, sotto la presidenza maltese, ha firmato la "Dichiarazione politica sull'energia pulita per le isole dell'UE". In questo documento è stata definita la volontà di:

- *promuovere e sostenere la transizione energetica nelle isole, preservando la sicurezza dell'approvvigionamento;*
- *avviare un forum che riunisca gli Stati membri interessati per condividere le migliori pratiche rispetto agli strumenti finanziari e normativi e promuovere le migliori tecnologie disponibili;*
- *sostenere l'iniziativa "Energia pulita per le isole dell'UE" con prospettiva di un quadro a lungo termine per promuovere progetti replicabili e scalabili [22].*

Per agevolare quelle isole che, grazie alle loro specifiche condizioni geografiche, climatiche e il loro forte senso di comunità, hanno il potenziale per generare da fonti rinnovabili gran parte dell'energia che consumano, la Commissione, in collaborazione con il Parlamento europeo, nel 2018 ha istituito un segretariato: "Energia pulita per le isole dell'UE". Il Segretariato



CLEAN ENERGY
FOR EU ISLANDS

funge da piattaforma di scambio delle migliori pratiche e fornisce servizi di consulenza. [23]

Inizialmente sono state individuate 6 isole europee per organizzare progetti pilota: le Isole Aran in Irlanda, Cres-Lošinj in Croazia, Salina in Italia, Culatra in Portogallo, La Palma in Spagna e Sifnos in Grecia. Successivamente sono state individuate altre 20 isole Europee che dal 2020 hanno iniziato il proprio cammino di transizione energetica e sostenibilità ambientale, tra queste vi sono Pantelleria e Favignana.

Isole Aran, Irlanda	Cres-Lošinj, Croazia
Sifnos, Grecia	Culatra, Portogallo
Salina, Italia	La Palma, Spagna
Hvar, Croazia	Brač, Croazia
Korčula, Croazia	Kökar, Finlandia
Marie-Galante, Francia	New Caledonia, Francia
Crete, Grecia	Samos, Grecia
Cape Clear, Irlanda	Favignana, Italia
Pantelleria, Italia	Azores, Portogallo
Ibiza, Spagna	Mallorca, Spagna
Menorca, Spagna	A Illa de Arousa, Spagna
Gotland, Svezia	Öland, Svezia
Orkney, UK	Scottish Islands, UK

Figura 15 - Elenco isole partecipanti a progetto "Clean Energy for EU Islands"

Il progetto portato avanti dal Segretariato “Energia pulita per le isole dell’UE” si basa sulla stesura da parte di ogni isola di un’Agenda di Transizione per l’Energia Pulita (Clean Energy Transition Agenda- CETA). L’agenda ha lo scopo di delineare un percorso contenente obiettivi strategici e credibili finalizzati al processo di transizione energetica.

La transizione deve favorire la produzione di energia da fonti rinnovabili, l’efficienza energetica, sviluppo di mobilità elettrica e soluzioni di trasporto più efficienti, creazione di comunità locali più coinvolte e consapevoli capaci di sfruttare le risorse locali in modo equilibrato e circolare.

“L’Agenda di Transizione per l’Energia Pulita è [...] il risultato di un processo partecipativo su tutta l’isola che riunisce tutte le parti interessate per analizzare le dinamiche dell’isola, sviluppare una visione condivisa e costruire percorsi di transizione verso questa visione. L’Agenda di Transizione pone le basi strategiche per sviluppare piani di decarbonizzazione che coprano l’aspetto tecnico, finanziario e organizzativo della transizione di energia pulita dell’isola” [24].

Il segretariato ha fornito un **modello di struttura dell’Agenda di Transizione per l’Energia Pulita** pensato per adattarsi alle esigenze specifiche di ogni isola. Il modello prevede la scrittura di due parti: una parte che descrive la situazione attuale sull’isola e una seconda parte in cui viene progettato il futuro dell’isola e gli interventi da realizzare.

- La prima deve contenere:

1. Una descrizione generale della geografia dell’isola, dell’economia e della popolazione;
2. Una descrizione dell’attuale sistema energetico;
3. Una mappatura degli stakeholder che individua le parti interessate rilevanti per l’isola;
4. Un’analisi della politica e dei regolamenti che sovrastano il piano.

- La seconda parte deve contenere:

1. Una dichiarazione di visione che copre l’intera isola;
2. Una descrizione della governance del processo di transizione;
3. L’identificazione e la descrizione dei principali percorsi del processo di transizione;
4. Una strategia di monitoraggio [24].

3.1 Esempi isole innovative

Nel mondo sono presenti isole minori che hanno già raggiunto l'indipendenza energetica attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. Nel rapporto Legambiente "Isole 100% Rinnovabili 2016" vengono descritte 20 realtà, dimostrazione di innovazione e sviluppo sostenibile. Alcune di queste hanno completato la transizione energetica, altre sono in cammino per raggiungere tale obiettivo. Di seguito verranno analizzate con maggiore dettaglio alcune di queste isole.

Tabella 9 - Elenco isole 100% rinnovabili, Legambiente [25]

Le isole nel mondo verso 100% rinnovabili					
	Stato	Abitanti	Superficie Km ²	FER presenti	OBIETTIVO 100%
KODIAK	USA	15.000	8.975	Idroelettrico, eolico	Raggiunto
HAWAII	USA	1.420.000	28.311	Fotovoltaico, eolico	2045
KING	AUSTRALIA	2.000	1.000	Fotovoltaico, eolico	Raggiunto
ORKNEY	SCOZIA	17.000	523,25	Fotovoltaico, eolico	Raggiunto
JAMAICA	JAMAICA	2.741.052	11.000	Idroelettrico, eolico, fv	2040
GRACIOSA	PORTOGALLO	4.400	60	Fotovoltaico, eolico, geoterm	60% al 2019
CAPO VERDE	CAPO VERDE	500.000	4.033	Fotovoltaico, eolico	2020
SUMBA	INDONESIA	640.000	11.000	Idroelettrico, eolico, fv	2025
TILOS	GRECIA	535	64	Fotovoltaico, eolico	Raggiunto
EL HIERRO	SPAGNA	10.162	268,71	Idro, eolico	Raggiunto
SAMSO	DANIMARCA	3.860	112	Fotovoltaico, eolico	Raggiunto
EIGG	SCOZIA	83	30,49	Idroelettrico, eolico, fv	Raggiunto
BONAIRE	PAESI BASSI	18.000	288	Eolico	2017
BORNHOLM	DANIMARCA	43.000	588	Fotovoltaico, eolico, biomass	2025
PELLWORM	GERMANIA	1.200	37,44	Fotovoltaico, eolico	Raggiunto
TOKELAU	NUOVA ZELANDA	1.500	10	Fotovoltaico	Raggiunto
ARUBA	PAESI BASSI	110.000	193	Eolico	50% al 2016
MUCK	SCOZIA	70	5,6	Fotovoltaico, eolico	Raggiunto
WIGHT	INGHILTERRA	132.731	380	Fv, eolico, maree, geoterm	2020
GIGHA	SCOZIA	130	14	Fotovoltaico, eolico	75% al 2016

El Hierro, Spagna

L'isola di El Hierro appartiene all'arcipelago delle Canarie e nel 2014 è stata la prima isola al mondo ad aver raggiunto l'autosufficienza energetica grazie all'utilizzo delle energie rinnovabili e alla grande mobilitazione dei suoi cittadini.



Figura 16 - Vista bacino superiore e turbine eoliche [26]

La produzione di energia elettrica è coperta da un campo eolico formato da 5 turbine con una potenza totale di 11,5 MW ed un impianto idroelettrico a pompaggio per coprire il carico di picco. L'impianto idroelettrico è costituito da due bacini d'acqua, quello superiore è stato ricavato da uno dei numerosi crateri dell'isola, il dislivello tra i due bacini è di 682m e la stazione di pompaggio ha una potenza di 6 MW. Grazie a questa soluzione ogni anno viene evitata la produzione di 18.700 tonnellate di CO₂ ed un risparmio di oltre 1,8 milioni di euro di petrolio utilizzato nella vecchia centrale diesel [25].

King, Australia

L'isola di King si trova nello Stretto di Bass, al largo della punta nord-occidentale della



Figura 17 - Vista della stazione di produzione [24]

Tasmania. Con i suoi 1000 km² l'isola di King rappresenta la più grande realtà isolana autosufficiente. Nell'isola sono installati 6 MW di energia eolica, 12 GW di fotovoltaico e sistemi di accumulo al piombo di capacità pari a 34 MW. Tali tecnologie riescono a soddisfare il 65% del fabbisogno energetico dell'isola, nelle giornate ventose si arriva fino al 100%.

Ciò ha permesso di scollegare l'isola di King dalla rete energetica nazionale, garantendo comunque affidabilità e stabilità della rete locale [24].

Samso, Danimarca

L'isola di Samso si trova a 150 km ad ovest di Copenhagen. L'isola ha raggiunto l'indipendenza energetica grazie al sostegno e al contributo diretto della popolazione locale con un approccio così detto bottom up. La generazione di energia elettrica è coperta da 11 turbine eoliche onshore e 10 offshore che raggiungono una potenza installata totale pari a 34 MW. L'isola di Samso rappresenta il perfetto esempio di transizione consapevole e



Figura 18 - Vista delle turbine eoliche onshore [27]

partecipata; i soggetti che hanno acquistato gli aerogeneratori, con il sostegno dell'Autorità per l'Energia danese, sono appunto la municipalità locale, gli agricoltori dell'isola ed alcune società d'investimento. L'isola dal 2005 possiede anche una rete di teleriscaldamento in cui tre dei

quattro impianti vengono alimentati a paglia mentre il quarto da scarti legnosi provenienti dalle foreste locali, la rete è accoppiata anche a pannelli solari termici per la produzione di acqua calda [24].

Isole di Orkney, Scozia

L'arcipelago delle isole Orkney è costituito da 70 isole di cui solo 20 sono abitate. Trovandosi a nord della costa scozzese, questo arcipelago è caratterizzato da forti venti e correnti, ciò ha permesso di sfruttare questo ambiente per la sperimentazione di molte tecnologie rinnovabili.

A largo delle isole e lungo le coste sono presenti più di una decina di progetti differenti per il recupero di energia elettrica da moto ondoso sia con le maree, molti di questi progetti sono stati sviluppati dal centro di ricerca EMEC (Centro Europeo per l'Energia Marina).



Figura 20 – Sistema FER da moto ondoso [24]

Vi è un forte coinvolgimento della popolazione dell'arcipelago verso l'installazione di impianti rinnovabili: una famiglia su 12 produce autonomamente la propria energia elettrica da pannelli fotovoltaici e turbine eoliche domestiche. Grazie all'unione di energia eolica, solare e al moto ondoso, le isole Orkney sono in grado di produrre una quantità di energia superiore ai propri consumi, quindi esportare quella in eccesso verso la terraferma [24].



Figura 19 – Vista turbina eolica [24]

3.2 Isole minori italiane

Le isole minori italiane sono 30 con una popolazione residente di circa 200 mila abitanti, pari al 0.3% della popolazione italiana. Esse sono distribuite in 7 regioni d'Italia: Campania, Lazio, Liguria, Puglia, Sardegna, Sicilia e Toscana. I 35 comuni isolani fin dal 1986 si sono uniti nell'Associazione Nazionale Comuni Isole Minori (ANCIM), nata nella consapevolezza



Figura 21- Logo ANCIM [28]

che l'agire di un'associazione coesa e unita abbia più forza di un singolo comune. All'interno dello Statuto dell'Associazione sono elencati gli obiettivi da

perseguire: “

- a) *rappresentare e curare gli interessi dei Comuni associati presso le autorità istituzionali ed amministrative delle Regioni, dello Stato e dell'Unione Europea;*
- b) *predisporre e promuovere programmi, studi, iniziative ed i supporti necessari per richiedere interventi legislativi o amministrativi delle Regioni, dello Stato e dell'Unione Europea, finalizzati allo sviluppo sociale ed economico delle singole isole ed alla valorizzazione del patrimonio ambientale e culturale;*
- c) *intervenire presso le competenti sedi legislative ed amministrative, regionali, statali e comunitarie per la soluzione di problemi che abbiano particolare rilevanza nel quadro degli interessi generali dei comuni associati, coerentemente al processo di decentramento istituzionale ed amministrativo ed in attuazione del principio di sussidiarietà e della programmazione partecipata;*
- d) *partecipare, anche congiuntamente ai Sindaci dei Comuni associati, nelle sedi regionali, statali ed europee, alle sedute delle commissioni legislative, per dare apporti consultivi in sede di esami dei provvedimenti che interessino le isole;*
- e) *curare, con idonei mezzi e modalità, il coordinamento dei Comuni associati e la reciproca informazione sui fatti e sui problemi che interessino le comunità isolate;*
- f) *promuovere occasioni di sviluppo sociale, culturale e ricreativo e di comunicazione al fine di migliorare i rapporti tra i Comuni associati e favorire la reciproca conoscenza, per il raggiungimento della più vasta solidarietà nella difesa degli interessi generali e particolari delle isole, anche in ambito mediterraneo ed oltre.”*

Delle 30 isole minori italiane 21 non sono interconnesse alla rete di trasmissione elettrica nazionale, questo causa una forte criticità dal punto di vista energetico: il costo dell'energia elettrica è il più alto dell'intero territorio nazionale, con costi fino a 3 volte superiori. Ciò è dovuto al fatto che tale energia viene prodotta prevalentemente da impianti a gasolio poco efficienti, altamente inquinanti e dipendenti dal costoso approvvigionamento esterno di combustibili fossili. La dipendenza delle isole dalla terraferma è ancora molto forte: oltre al gasolio per la produzione elettrica altre criticità sono legate all'approvvigionamento di benzina e diesel per la mobilità, acqua per usi civili e, nella direzione opposta, rifiuti da smaltire.

L'economia delle isole è basata prevalentemente sul turismo; durante i mesi estivi si registra un aumento delle presenze di 3 o 4 volte rispetto ai mesi invernali. Ciò si traduce in una variazione stagionale della domanda di energia elettrica. Per rispondere ai picchi di domanda che si registrano durante l'estate, gli impianti a gasolio sono spesso sovradimensionati e per mantenere la stabilità e non rischiare un'interruzione della rete, nei mesi invernali essi operano ugualmente a potenza prossima a quella nominale.

 Molte delle isole non interconnesse sono gestite da Enel Produzione, mentre in 12 isole operano aziende elettriche locali, undici delle quali si sono aggregate nel “Unione delle Imprese Elettriche Minori” (UNIEM). L'associazione ha come obiettivi *“la promozione dello sviluppo sostenibile nelle isole minori in cui operano e la garanzia della sicurezza della fornitura di energia elettrica in territori che presentano criticità importanti sia lato domanda che sul fronte dell'offerta di risorse energetiche”* [29].

L'energia elettrica prodotta nelle isole viene venduta alle stesse condizioni economiche applicate a livello nazionale. La differenza tra i costi di produzione e ricavi viene ripartita tra tutti i consumatori italiani tramite la componente tariffaria A_{uc4RIM} facente parte della voce oneri di sistema, il cui ammontare per l'anno 2019 è stato di 104,5 milioni di euro. L'incidenza di tale componente è pari a circa 1% degli oneri di sistema.[30]

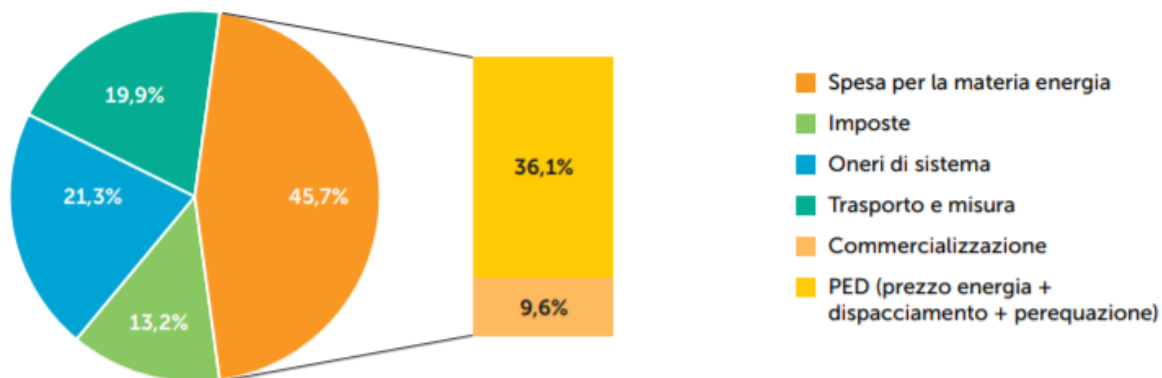


Figura 22 - Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela [30]

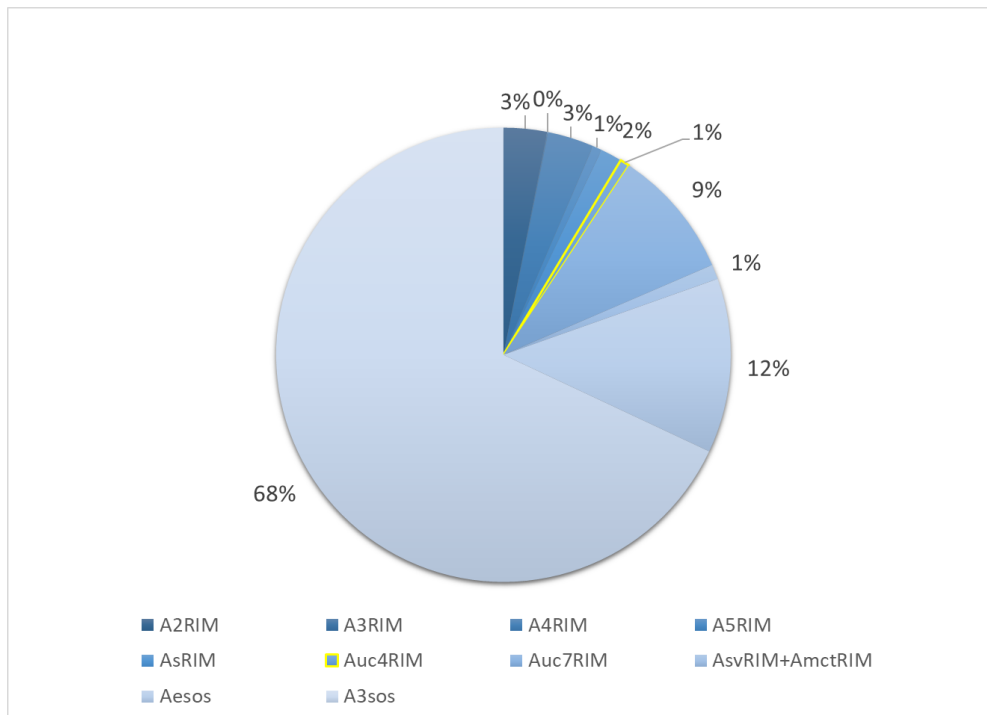


Figura 23 - Incidenza della componente Auc4RIM sugli oneri di sistema [elaborazione personale dati ARERA]

Nonostante molte delle isole siano caratterizzate da valori di irraggiamento solare e ventosità tra i più alti in Italia, il numero di impianti rinnovabili installati è attualmente molto basso. Al 2019 solo l'isola di Capraia riesce a coprire il 100% del proprio fabbisogno elettrico da fonti energetiche rinnovabili, in particolare grazie alla centrale da 3,2 MW a biodiesel, prodotto dalla lavorazione dell'olio di soia, colza e girasole. Anche in questo caso però non viene eliminata la dipendenza dalla terraferma visto che la materia prima viene comunque approvvigionata via nave. Nelle altre isole la media è inferiore al 2%, il valore più alto è coperto dall'isola di Ventotene che arriva al 4.91%. [31]

Isola	Fotovoltaico Potenza installata nel solo anno 2019 [kW]	Copertura fabbisogno elettrico da FER ⁺
Capri	20	interconnessa
Ischia	225,14	interconnessa
Procida	41,04	interconnessa
Isola d'Elba	335,43	interconnessa
Sant'Antioco	111,465	interconnessa
San Pietro	17,4	interconnessa
Maddalena	52,5	interconnessa
Capraia	19,62	100%
Isola del Giglio	0	0,45%
Pantelleria	46,36	1,73%
Isole Pelagie (Lampedusa e Linosa)	0	0,39%
Isole Egadi (Favignana, Levanzo, Marettimo)	29,16	2,44%
Ponza	0	1,39%
Ventotene	0	4,91%
Ustica	5,985	1,32%
Isole Tremiti	0	0,64%
Isole Eolie (Lipari, Vulcano, Stromboli, Panarea, Filicudi, Alicudi)	28,955	1,10%
Salina	0	0,00%
Gorgona	ND	ND

Figura 24-Copertura del fabbisogno elettrico delle isole minori da FER [31]

Le isole minori rappresentano il laboratorio ideale nel quale implementare modelli di chiusura dei cicli dell'energia, dell'acqua e dei rifiuti. Le tecnologie da utilizzare per questo processo sono ormai mature ed economicamente sostenibili; ciò che ancora manca è una visione politica decisa da parte delle amministrazioni locali ed il coinvolgimento attivo dei cittadini.

“Il Mediterraneo può e deve diventare protagonista in questo percorso valorizzando le risorse naturali locali e stimolando le economie del territorio, coinvolgendo le comunità di residenti. Obiettivo del nostro lavoro è di far capire come oggi sia possibile e necessario realizzare un profondo e positivo cambiamento ambientale in questi particolari territori; la ragione fondamentale per cui occorre accelerare questa prospettiva è che questa tiene assieme obiettivi di interesse generale, dei cittadini residenti come dei turisti, dell'ambiente e dell'economia”. [31]

3.3 Normativa su isole minori

3.3.1 Decreto Isole minori

Per favorire la progressiva diffusione di impianti rinnovabili sui territori delle isole minori non interconnesse alla rete nazionale, è stato emanato il Decreto Ministeriale del 14 febbraio 2017 recante “Disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili”. Il Decreto promuove l’installazione presso utenze domestiche e non domestiche di pannelli solari termici, pompe di calore per la sola produzione di acqua calda sanitaria e impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili collegati alla rete dell’isola. Sono stati posti degli obiettivi minimi specifici il cui raggiungimento era previsto al 31 dicembre 2020. Le isole non interconnesse alla rete elettrica coinvolte nel provvedimento hanno una superficie superiore a 1 km², sono localizzate a più di 1 km dal continente e con una popolazione residente di almeno 50 persone, in totale sono 20 le isole interessate.

Tabella 10- Elenco isole a cui si applicano le disposizioni del decreto

Isole coinvolte nel decreto 14/02/2017	
Alicudi	Marettimo
Capraia	Panarea
Capri	Pantelleria
Favignana	Ponza
Filicudi	Salina
Giglio	Stromboli
Lampedusa	Tremiti
Levanzo	Ustica
Linosa	Ventotene
Lipari	Vulcano

In merito alla remunerazione degli interventi, l’energia prodotta da pannelli solari termici è commisurata al costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficiente prodotta; si considera che ogni metro quadro di pannello generi energia termica pari ad un risparmio di 600 kWh/anno di energia elettrica. L’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili viene remunerata con tariffe incentivanti commisurate al costo del combustibile risparmiato, sia per la quota di energia elettrica immessa in rete che per la quota autoconsumata.

Tra gli obiettivi presenti nel decreto vi è anche l'ammodernamento delle reti elettriche isolate, in modo da consentire una elevata penetrazione delle rinnovabili, e la realizzazione di progetti pilota, finalizzati a una elevata utilizzazione di fonti rinnovabili e alla riduzione della produzione elettrica annua convenzionale.

3.3.2 Delibera ARERA

Gli incentivi promossi dal D.M. 14/02/2017 sono stati definiti nella Deliberazione 558 del 6/11/2018 del Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente: "Definizione della remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse".

La remunerazione stabilita da ARERA, nel caso di **impianti di produzione di energia elettrica**, spetta solo ad impianti di potenza non inferiore a 0,5 kW alimentati da fonti rinnovabili posti in esercizio a seguito della data di entrata in vigore del provvedimento. La quota relativa all'obbligo di integrazione di fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione non accede alla remunerazione.

Per gli **impianti di produzione di energia termica**, la remunerazione definita dalla delibera spetta solo all'energia termica prodotta da pannelli solari termici e pompe di calore utilizzati per la copertura dei consumi di acqua calda sanitaria entrati in esercizio a seguito della data di entrata in vigore del provvedimento.

Il periodo di diritto alla remunerazione è pari a 20 anni, al netto di eventuali fermate. Nel caso in cui un'isola venga interconnessa alla rete elettrica nazionale, tali disposizioni vengono applicate limitatamente agli impianti che entrano in esercizio entro due anni dalla data dell'interconnessione comunicata da Terna all'Autorità.

Per l'**energia elettrica** prodotta da fonti rinnovabili la remunerazione è:

- a) di tipo **feed in tariff** per la quota di energia elettrica incentivata effettivamente immessa in rete. La remunerazione per tale quota di energia elettrica è pari alla tariffa base.
- b) di tipo **feed in premium** per la quota di energia elettrica incentivata istantaneamente consumata in sito. La remunerazione per tale quota di energia elettrica è pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa base e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata.

La tariffa base viene erogata attraverso **due meccanismi** alternativi:

1. La tariffa base è pari al costo evitato efficiente, entro il valore minimo e il valore massimo differenziati per classi di potenza.

Il costo evitato efficiente è il costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta per effetto della sostituzione della produzione di energia elettrica da fonti fossili tramite la best available technology con un'analogia quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili. Esso è determinato, per ciascuna isola non interconnessa, in funzione del prezzo industriale del gasolio per auto ed è aggiornato con cadenza annuale sulla base del prezzo medio industriale del gasolio per auto dell'anno precedente.

Tabella 11- Costo evitato efficiente

Isola	Costo evitato efficiente
Alicudi	$34,549 + 225,389 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Capraia	$22,412 + 212,825 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Capri	$18,139 + 198,213 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Favignana	$17,185 + 198,184 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Filicudi	$30,699 + 217,277 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Giglio	$18,036 + 205,159 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Lampedusa	$40,290 + 191,616 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Levanzo	$19,214 + 224,694 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Linosa	$38,314 + 213,951 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Lipari	$20,460 + 197,667 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Marettimo	$21,571 + 217,215 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Panarea	$28,950 + 234,794 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Pantelleria	$31,124 + 190,382 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Ponza	$21,189 + 201,217 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Salina	$24,753 + 200,753 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Stromboli	$23,153 + 208,014 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Tremiti	$21,259 + 209,025 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Ustica	$24,886 + 204,822 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Ventotene	$21,596 + 201,630 * C_{\text{gasolio_auto}}$
Vulcano	$21,130 + 212,775 * C_{\text{gasolio_auto}}$

Per l'anno 2021 il valore del prezzo medio industriale del gasolio per auto, definito nella Determinazione DMEA/EFR/01/2021, è di 0,547 €/kg.

La tariffa base così calcolata deve rispettare i limiti massimi e minimi previsti per scaglioni di potenza nominale d'impianto elencati nella seguente tabella.

Tabella 12- Limiti per la tariffa base

Potenza nominale impianto [kW]	Valore minimo tariffa base [€/MWh]	Valore massimo tariffa base [€/MWh]
$0,5 \leq P \leq 6$	147,5	211,4
$6 < P \leq 20$	134,1	193,8
$20 < P \leq 200$	124,9	178,5
$P > 200$	116,7	162,4

2. La tariffa base è pari ad un valore fisso, differenziato per classi di potenza e per gruppo di isole, i cui valori sono riportati nella tabella successiva.

Tabella 13- Tariffa base fissa

Potenza nominale impianto	Lampedusa Linosa Pantelleria	Alicudi Filicudi Marettimo Panarea Salina Stromboli	Levanzo Lipari Ustica Vulcano	Capraia Capri Giglio Ponza Tremiti Ventotene	Favignana
[kW]	[€/MWh]				
$0,5 \leq P \leq 6$	166,8	192,5	171,7	188	155,1
$6 < P \leq 20$	152	176,7	156,5	171,4	141
$20 < P \leq 200$	141	162,6	145,2	159	131,3
$P > 200$	129,9	148	133,7	146,4	122,7

La scelta del meccanismo vale per l'intero periodo di diritto alla remunerazione e non può essere modificata.

L'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata acquista un valore pari “alla somma della media aritmetica, su base annuale solare, dei valori orari del Prezzo Unico Nazionale (PUN) relativi all'anno precedente e del corrispettivo unitario denominato CUSf di cui al Testo Integrato Scambio sul Posto relativo all'anno precedente definito per utenti dello scambio sul posto nell'ipotesi di cliente finale domestico residente con consumo inferiore a 1.800 kWh/anno”.

Tale valore per l'anno 2021 è 104,27 €/MWh. [32]

Un ulteriore premio è previsto per l'installazione di impianti fotovoltaici in sostituzione a coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit, pari a 14 €/MWh.

La remunerazione per impianti **solari termici** è pari al minimo tra il valore della tariffa incentivante calcolata di seguito e il 65% della spesa sostenuta per l'acquisto.

- Per pannelli solari termici a circolazione naturale la tariffa incentivante è pari al prodotto: 271* per la superficie dei pannelli espressa in m2.
- Per pannelli solari termici a circolazione forzata e altre tipologie, la tariffa incentivante è pari al prodotto: 730* per la superficie dei pannelli espressa in m2.

Nel caso delle **pompe di calore** per la produzione di acqua calda sanitaria, la remunerazione spettante è pari al 50% della spesa sostenuta per l'acquisto.

Sia per gli impianti solari termici che per le pompe di calore, la remunerazione avviene in un'unica soluzione ed entro 6 mesi dalla data di presentazione dell'istanza.

* Valori aggiornati dal DMEA/EFR/7/2018

3.3.3 Incentivi e finanziamenti per le isole minori

Rispetto al primo orizzonte temporale sul quale misurare il raggiungimento degli obiettivi, cioè il 31 dicembre 2020, si è accumulato un notevole ritardo, in virtù del fatto che il decreto D.M. 14/07/2017 è entrato in vigore solo dal 10 agosto 2019.

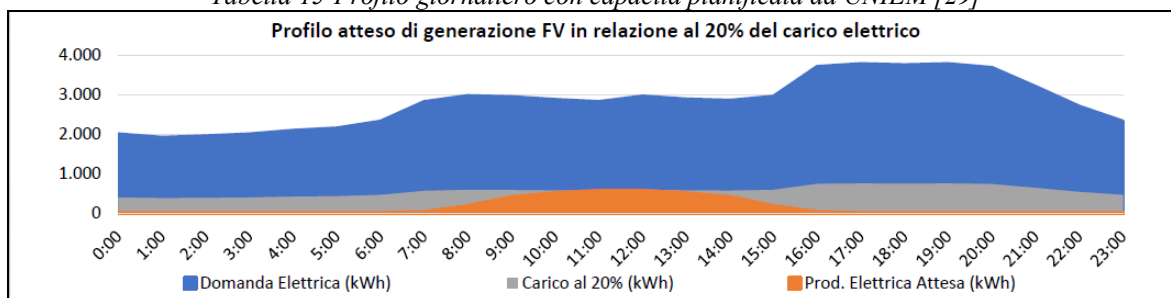
D'altra parte, rispetto ai valori di potenza da installare previsti nel decreto, UNIEM ha evidenziato le criticità legate alla compatibilità con gli assorbimenti e l'equilibrio di rete. Nel 2016 l'associazione ha presentato un "piano realizzabile" di diffusione di fonti rinnovabili, in cui gli obiettivi a breve termine sono circa la metà in termini di installazioni rispetto a quanto previsto dal Decreto.

Tabella 14- Pianificazione UNIEM installazione FER[29]

ISOLA	CAPACITÀ DA INSTALLARE [kWp]		
	OB. UNIEM [20% carico MIN]	OBIETTIVO DM 2020	300% OB. DM
Giglio	369	700	2.100
Ponza	461	720	2.160
Lampedusa	1.039	2.140	6.420
Linosa	80	170	510
Lipari	1.288	2.110	6.330
Pantelleria	986	2.720	8.160
Tremiti	119	240	720
Ustica	169	280	840
Favignana	479	900	2.700
Marettimo	42	120	360
Levanzo	11	40	120
Totale	5.043	10.140	30.420

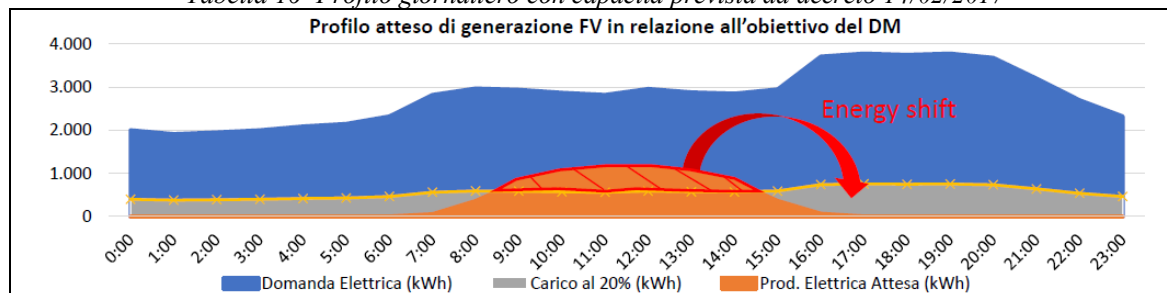
Tale capacità è stata dimensionata considerando un carico associato alla potenza fotovoltaica pari al 20% dei consumi in periodi di bassa domanda, in modo da garantire la stabilità della rete.

Tabella 15-Profilo giornaliero con capacità pianificata da UNIEM [29]



Gli obiettivi di potenza FER stabiliti nel DM comportano una sovra produzione riducibile solo con sistemi di accumulo.

Tabella 16- Profilo giornaliero con capacità prevista da decreto 14/02/2017



Affinché i distributori diventino gestori attivi di un sistema complesso in cui devono essere contemporaneamente massimizzati gli obiettivi di sostenibilità ambientale, qualità del servizio ed economicità, il MISE ha previsto con il “Programma Energia e Sviluppo dei Territori 2014-2020” una dotazione finanziaria complessiva di 120,4 milioni di euro nelle isole delle Regioni meno sviluppate nell’abito dell’obiettivo tematico 4 (Sostenere la transizione verso un’economia a basse emissioni di carbonio) della politica di Coesione dell’Unione Europea.

In particolare, attraverso le due linee di azione: “

- *Azione 4.3.1 - Realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell’energia (smart grids) e interventi sulle reti di trasmissione strettamente complementari volti a incrementare direttamente la distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili, con una dotazione finanziaria di 100 milioni di euro.*
- *Azione 4.1.1 - Promozione dell’eco-efficienza e riduzione di consumi di energia primaria negli edifici e strutture pubbliche: interventi di ristrutturazione di singoli edifici o complessi di edifici, installazione di sistemi intelligenti di telecontrollo, regolazione, gestione, monitoraggio e ottimizzazione dei consumi energetici (smart buildings) e delle emissioni inquinanti anche attraverso l’utilizzo di mix tecnologici con una dotazione finanziaria di 16 milioni di euro”. [33]*

Il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nel 2017 ha lanciato il bando “interventi di efficienza energetica, mobilità sostenibile e adattamento agli impatti ai cambiamenti climatici nelle isole minori” in cui sono stati stanziati 15 milioni di euro di finanziamento. La graduatoria dei progetti ammessi a finanziamento, riportata di seguito, è stata approvata con il Decreto Direttoriale n. 201/CLE del 23/07/2018.

Tabella 17- Graduatoria progetti vincitori [34]

N. ordine	Beneficiari	Isola	Punteggio	Importo di progetto	Importo finanziamento richiesto
1°	Comune di Ventotene	Ventotene	71,33	€ 999.999,01	€ 999.999,01
2°	Città di Capri	Capri	59,67	€ 999.616,13	€ 999.616,13
3°	Comune di Santa Marina Salina	Salina	55,00	€ 800.000,00	€ 800.000,00
4°	Comune di Leni	Salina	52,50	€ 998.304,38	€ 998.304,38
5°	Comune di Isole Tremiti	Tremiti	52,33	€ 1.053.000,00	€ 1.000.000,00
6°	Comune di Capraia Isola	Capraia	52,00	€ 999.878,98	€ 999.878,98
7°	Comune di Lipari	Lipari	51,83	€ 997.021,90	€ 997.021,90
8°	Comune di Malfa	Salina	51,33	€ 999.467,10	€ 999.467,10
9°	Comune di Lipari	Filicudi	49,50	€ 997.412,71	€ 997.412,71
10°	Comune di Favignana	Favignana	48,67	€ 998.797,84	€ 998.797,84
11°	Comune di Lipari	Alicudi	47,33	€ 987.690,91	€ 987.690,91
12°	Comune di Lipari	Vulcano	47,17	€ 996.622,36	€ 996.622,36
13°	Comune di Ustica	Ustica	47,00	€ 997.870,04	€ 997.870,04
14°	Comune di Ponza	Ponza	46,50	€ 944.941,49	€ 924.941,49
15°	Comune di Pantelleria	Pantelleria	43,50	€ 999.836,20	€ 999.836,20
16°	Comune di Favignana	Marettimo	40,67	€ 998.884,49	€ 998.884,49
17°	Comune di Favignana	Levanzo	39,67	€ 985.167,44	€ 985.167,44
18°	Comune di Lipari	Panarea	37,67	€ 998.819,76	€ 998.819,76
19°	Comune di Lipari	Stromboli	35,67	€ 998.819,40	€ 998.819,40
20°	Comune di Lampedusa e Linosa	Lampedusa	24,00	€ 998.246,87	€ 998.246,87
21°	Comune di Lampedusa e Linosa	Linosa	19,00	€ 989.706,87	€ 989.706,87

In ultimo, con la legge 27 dicembre 2019 n 160, è stato istituito il **Fondo per gli investimenti nelle isole minori**, con una dotazione di 14,5 milioni di euro per il 2020, 14 milioni per il 2021 e 13 per il 2022, per un totale di 41,5 milioni. Il Fondo è destinato a 57 isole minori, corrispondenti a 39 comuni, di questi 33 integralmente isolani e 6 parzialmente. [35]

4. Caso studio: Isola di Salina

L'isola di Salina è una delle prime sei isole pilota selezionate dal Segretariato Europeo del progetto “Clean Energy for EU Islands” per la stesura dell'Agenda per la transizione energetica. Per l'isola di Salina tale documento è stato redatto dal Dipartimento Unità Efficienza Energetica, Laboratorio Regioni Area Meridionale (DUEE-SIST-SUD) dell'Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile (ENEA), in collaborazione con le istituzioni e la comunità locale. L'Agenda rappresenta una sfida finalizzata a trovare azioni concrete per la transizione energetica basata su mobilità elettrica, efficienza energetica, uso di fonti rinnovabili come fotovoltaico e solare termico. Tali obiettivi possono essere raggiunti mediante l'utilizzo efficiente e razionale delle risorse presenti sull'isola, grazie alla partecipazione attiva dell'intera cittadinanza, operando in armonia con il territorio.



Al fine di promuovere tale percorso e sensibilizzare la comunità isolana, sono state programmate molte iniziative. I comuni di Salina, insieme ad ENEA e all'Assessorato all'energia della Regione Sicilia, dal 2019 organizzano i “Green Salina Energy Days”: tre giorni di manifestazioni espositive, seminari e incontri incentrati sulle soluzioni di transizione energetica. Durante l'ultima edizione è stato lanciato il cortometraggio “Isole da Sole” realizzato del

Dipartimento Unità Efficienza Energetica dell'ENEA per la campagna Italia in Classe A.

Il caso studio sviluppato nel presente elaborato si divide in due parti: la prima parte ha come obiettivo la determinazione del mix energetico ottimale finalizzato alla completa copertura del fabbisogno energetico dell'isola di Salina; la seconda parte riguarda l'analisi di una comunità energetica rinnovabile nel comune di Leni, così come definita dall'articolo 42-bis del decreto 30/12/2019 n.162, ed il confronto in termini di benefici economici rispetto all'incentivazione prevista dal decreto ministeriale del 14/02/2017.

4.1 Metodologia

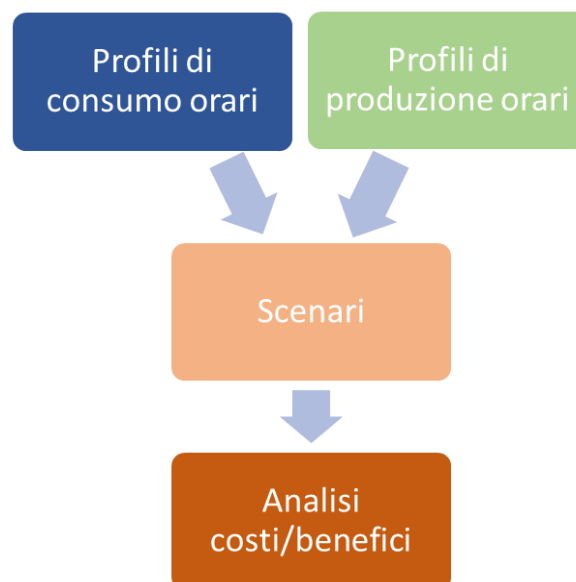
La pianificazione energetica dell'isola di Salina parte dalla valutazione di: fabbisogno energetico dell'isola, produzione elettrica attuale e risorse energetiche disponibili sul territorio. L'analisi dei consumi e della produzione energetica si basa sui dati rilevati dal distributore dell'isola, Enel Produzione S.p.A., mentre sono state utilizzate anche dati e atlanti per l'individuazione di risorse rinnovabili presenti sul territorio.

Dopo aver raccolto i dati di input, questi vengono elaborati e geo-riferiti grazie all'utilizzo di Sistemi Informativi Territoriali (SIT). Per stimare la producibilità da fonti rinnovabili, è necessario confrontare il potenziale rinnovabile dell'isola con i vincoli presenti sul territorio, come quelli di tipo tecnico, ambientale, paesaggistico, economico e autorizzativo/legislativo, che in qualche caso ostacolano lo sfruttamento di alcune risorse.

A questo punto è possibile fare un bilancio energetico tra produzione e consumi in modo da individuare la combinazione ottimale delle fonti energetiche sfruttabili.



La seconda parte del caso studio si concentra sull'analisi tecnico economica di una comunità energetica rinnovabile. Questo studio è composto da tre fasi: la costruzione dei profili orari di consumo e produzione; l'analisi degli scenari; l'analisi costi-benefici.



Per fare ciò sono stati costruiti i profili di consumo delle utenze: partendo dai profili mensili sono stati ricavati i profili di consumo orario in funzione delle caratteristiche delle diverse utenze considerate. Nel caso delle utenze residenziali è stato utilizzato un modello energetico top-down basato su dati aggregati relativi all'intero comune che sono stati opportunamente

relazionati a dati statistici rispetto a: popolazione, numero di componenti per famiglia, dati climatici e caratteristiche degli edifici. Successivamente sono stati determinati i profili di produzione oraria da pannelli fotovoltaici installati nei tetti degli edifici, grazie all'utilizzo del tool PVGIS.

Dal bilancio energetico tra produzione e consumi, è stata calcolata l'energia autoconsumata in loco, l'energia condivisa e quella immessa in rete. Sono stati valutati alcuni scenari in funzione del numero di utenze partecipanti alla CER e della presenza di sistemi di accumulo. Il confronto tra i diversi scenari è stato valutato tramite l'utilizzo di due indici di performance energetica: l'indice di autoconsumo (IAC), pari al rapporto tra l'energia istantaneamente autoconsumata e condivisa rispetto all'energia prodotta; e l'indice di autosufficienza (IAS), pari al rapporto tra l'energia istantaneamente autoconsumata e condivisa rispetto ai consumi totali delle utenze.

Nell'ultima fase prevede un'analisi costi-benefici nella quale vengono confrontate le forme di remunerazione previste rispettivamente dall'articolo 42-bis del decreto "Milleproroghe" n.162 e dal decreto ministeriale "Isole minori" del 14/02/2017.

4.2 Inquadramento territoriale

Salina fa parte dell'arcipelago delle isole Eolie, composto da sette isole di origine vulcanica (Lipari, Salina, Vulcano, Alicudi, Filicudi, Panarea e Stromboli). Queste sono situate nel mar Tirreno meridionale, di fronte alla costa nord della Sicilia all'altezza di Capo Milazzo, ad una distanza di circa 12 miglia nautiche.[36]

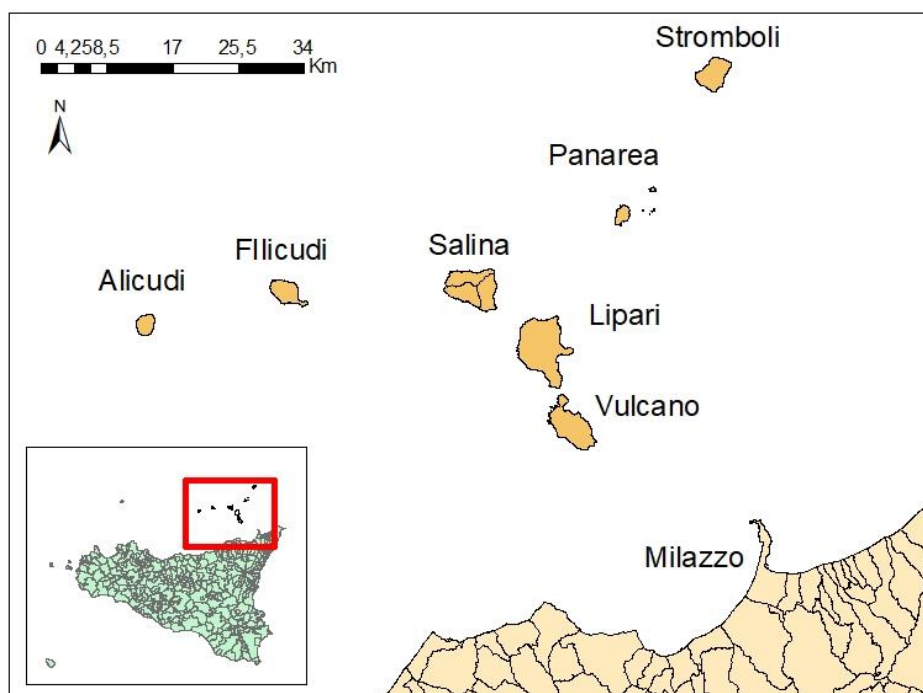


Figura 25- Localizzazione dell'arcipelago delle isole Eolie

L'isola di Salina è la seconda isola dell'arcipelago, dopo Lipari, in termini di estensione con una superficie di quasi 27 km². In greco antico il nome dell'isola era *Didyme* (gemelli) per via della sua particolare morfologia dovuta a due rilievi vulcanici: il monte Fossa delle Felci, che con i suoi 992 m s.l.m. rappresenta la cima più alta dell'arcipelago, ed il monte dei Porri, alto 860 m. [36]



Figura 26- Vista dell'isola di Salina [37]

Dal 1909 l'isola di Salina è suddivisa in tre Comuni: Leni, Malfa e Santa Marina Salina, governati autonomamente da tre amministrazioni distinte appartenenti alla Città Metropolitana di Messina. Secondo i dati ISTAT relativi al 2018 i residenti permanenti sull'isola sono 2556. Il comune più popolato è quello di Malfa con 976 abitanti di cui 490 donne e 486 uomini; il comune di Santa Marina Salina conta 891 abitanti di cui 413 donne e 478 uomini; gli abitanti del comune di Leni, infine, sono 689 di cui 353 uomini e 336 donne. A Salina le aree urbanizzate, oltre a concentrarsi nei comuni di Leni, Malfa, Santa Marina Salina, sono dislocate nei borghi di Pollara, Lingua e Rinella.

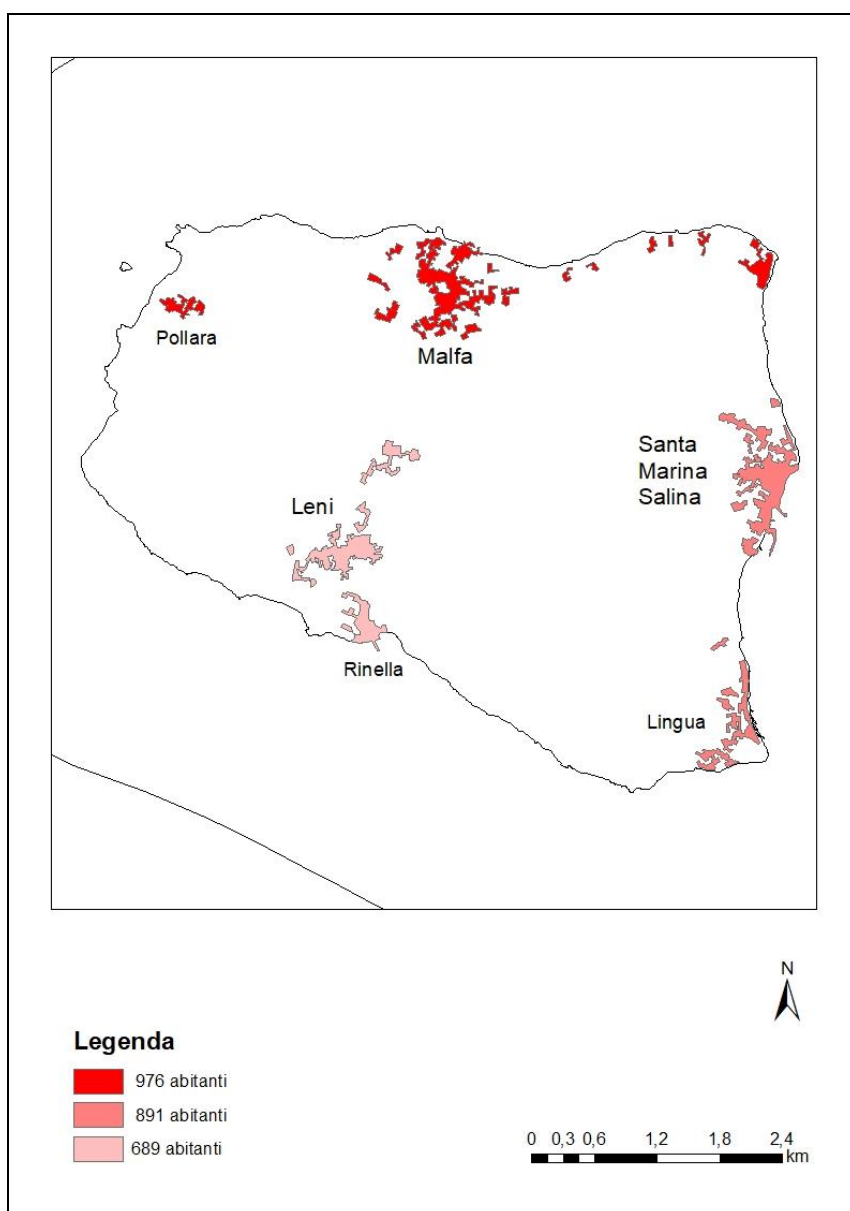


Figura 27- Distribuzione della popolazione nei tre comuni

L'architettura dell'isola è funzionale, semplice ed essenziale, ma nella sua sobrietà si nascondono tecniche ed elementi complessi. Le abitazioni si sviluppano in verticale e sono costituite generalmente da un solo vano a forma di cubo o parallelepipedo, con una porta d'ingresso e due finestre ai lati. Il tetto orizzontale è costruito in battuto solare, un composto di calce e lapilli vulcanici che, grazie all'elevata inerzia termica, mantiene la casa isolata dal freddo invernale e soprattutto dalla calura estiva. Un altro elemento caratteristico è il baglio: una terrazza ampia coperta da un pergolato sorretto da colonne e delimitata da muretti in pietra ornati con maioliche. I materiali utilizzati nell'edilizia sono di origine locale: le fondamenta sono in blocchi di pietra lavica, i muri in pietra pomice, le terrazze in tufo. Inoltre le fondamenta pesanti e i solai leggeri rendono queste costruzioni antisismiche. [38]



Figura 28- Esempio di architettura eoliana [39]

L'economia dell'isola è basata sul turismo, agricoltura biologica e pesca sostenibile. I prodotti d'eccellenza di Salina esportati in tutto il mondo sono: la Malvasia delle Lipari, marchio a denominazione di origine controllata (DOC); i capperi, presidio Slow Food, ed i “cucunci”, il frutto della pianta del cappero. Salina è l'isola più verde delle Isole Eolie, e per questo è chiamata anche “giardino delle Eolie”. La sua superficie è ricoperta per la quasi totalità da boschi, macchia mediterranea e da terreni scoscesi e terrazzati. [40]

Il turismo rappresenta l'attività economica principale e si concentra principalmente nei tre mesi estivi durante i quali le presenze aumentano esponenzialmente; nel 2019 sono state registrate circa 65000 presenze (ISTAT 2019).

Tabella 18- Presenze 2019 per comune di destinazione (rielaborazione dati ISTAT)

Comune	Presenze
Leni	3.811
Malfa	39.883
Santa Marina Salina	21.552

4.3 Consumi

Dall'Agenda di transizione energetica di Salina emerge che circa il 60% dei consumi primari di energia è associato al trasporto marittimo con la terraferma. L'isola di Salina è collegata quotidianamente con la città di Milazzo (ME) attraverso un servizio di trasporto pubblico; aliscafi e traghetti effettuano corse più volte al giorno e durante i mesi estivi queste vengono intensificate. Le stesse navi che trasportano i passeggeri vengono utilizzate per l'approvvigionamento di beni, di cibo e per l'allontanamento dei rifiuti prodotti sull'isola. L'approvvigionamento dell'acqua potabile, invece, avviene per mezzo di navi cisterna provenienti da Gioia Tauro (RC).

I consumi di energia primaria dell'isola relativi al 2018, espressi in TEP, divisi per settore e per tipo di combustibile sono descritti nella seguente tabella.

Tabella 19- Consumi di energia primaria in TEP [41]

[Tep]	Edilizia residenziale e pubblica	Industria e Agricoltura	Terziario	Mobilità interna	Mobilità marittima
Energia primaria per produzione elettrica	1.128	203	933	-	-
GPL	111	-	78	-	-
Gasolio	-	110	-	544	5.248
Benzina	-	-	-	587	-
TOT	1.239	313	1.011	1.131	5.248

Analizzando più dettagliatamente i consumi elettrici finali dell'isola, il settore terziario, nel quale è incluso anche il comparto turistico, riveste la quota maggiore, seguito dal settore residenziale. Si stima che circa il 40% dei consumi civili (sia del residenziale che del settore alberghiero) siano associati alla produzione di acqua calda sanitaria (ACS) mediante l'utilizzo di caldaie elettriche. Dal punto di vista termodinamico ciò rappresenta una grossa criticità poiché il rendimento di generazione per la produzione dell'energia elettrica nelle centrali dell'isola è del 31%. Questa criticità può essere mitigata grazie all'installazione di collettori solari termici nelle abitazioni private, sfruttando l'incentivazione del D.M. 14/02/2017.

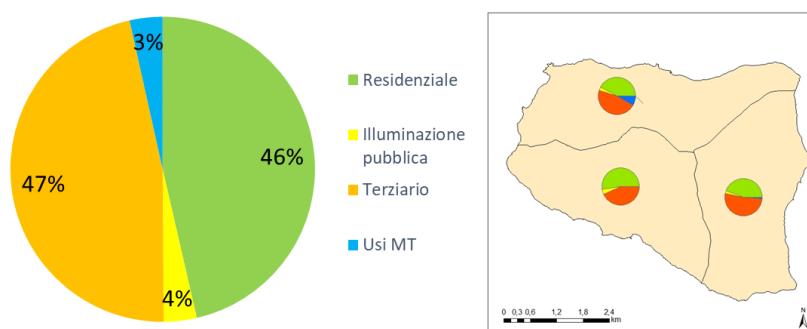


Figura 29- Ripartizione consumi elettrici per settore e per comune [41]

Di notevole importanza è la ripartizione mensile dei consumi elettrici. Come prevedibile vi è un aumento significativo del carico elettrico durante i mesi estivi, arrivando a raddoppiare il valore dei mesi invernali. Durante le giornate estive la potenza elettrica va da un minimo di 1800 kW fino a raggiungere un picco di 3800 kW mentre nelle giornate invernali oscilla da un minimo di 600 kW ad un massimo di 1100 kW. Tali dati sono stati resi disponibili dal distributore dell'isola e fanno riferimento ai consumi dell'anno 2018.

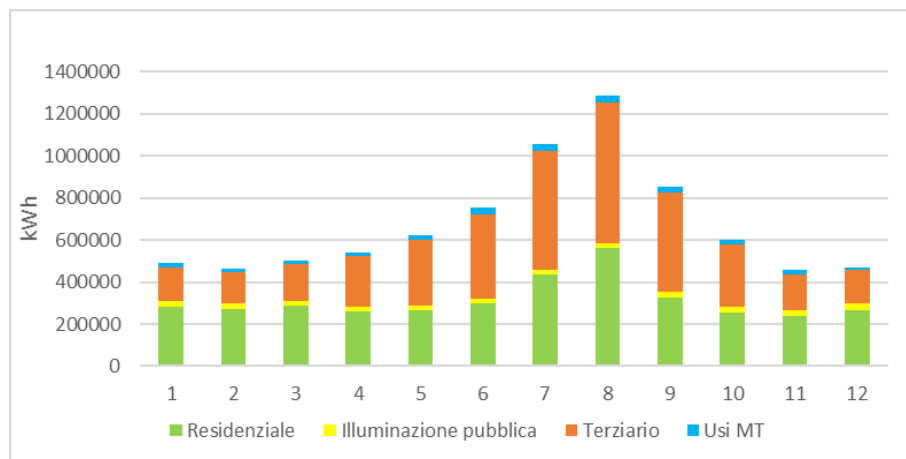


Figura 30- Andamento dei consumi elettrici per settore

Mobilità interna

I veicoli consumano circa il 30% dell'energia primaria. Nell'isola sono presenti principalmente autovetture e motocicli alimentati a benzina e gasolio. Il trasporto pubblico è affidato al Consorzio Intercomunale Trasporti Isola di Salina (C.I.T.I.S.) che, con una flotta di 5 minibus alimentati a gasolio, garantisce il collegamento tra i tre comuni. La Regione Siciliana ha da poco destinato 4 milioni di euro per finanziare l'acquisto di mezzi di trasporto elettrici per le isole minori; mentre al comune di Malfa è stato recentemente finanziato un minibus elettrico a guida autonoma e tecnologia avanzata da 15 posti ed una stazione di ricarica di mezzi elettrici alimentata da un impianto fotovoltaico da 6 kWp. Due pensiline fotovoltaiche sono state installate nel Comune di Santa Marina Salina e nella frazione di Lingua a servizio di biciclette elettriche; attualmente però queste risultano guaste a causa di un fulmine. Molti degli alberghi hanno adottato politiche di mobilità elettrica offrendo ai propri ospiti il noleggio di scooter e biciclette a pedalata assistita. In ultimo Enel X ha in programma l'istallazione di 5 colonnine di ricarica per veicoli elettrici. [42]



Figura 31- pensiline fotovoltaiche per biciclette a pedalata assistita [43]

4.4 Produzione

Il fabbisogno energetico dell'isola è coperto da due centrali a gasolio di proprietà di Enel Energia S.p.A. Una delle centrali è situata nel comune di Santa Marina Salina ed ha una potenza nominale di 5,1 MW e viene utilizzata in modo continuativo durante l'anno. La seconda centrale, con una potenza di 3,1 MW, si trova nel comune di Malfa ed entra in funzione a supporto della prima quando il carico aumenta, in particolare durante i mesi estivi.

Un cavo in piombo con una lunghezza di circa 35 km collega le centrali elettriche di Salina con quella presente nell'isola di Vulcano. Il cavo, in parte sommerso ed in parte interrato nell'isola di Lipari, è tenuto costantemente in tensione, è dimensionato per una potenza di 2 MW e supporta una tensione elettrica di 20000 V. La funzione di questo cavo è sia di sicurezza e stabilità delle reti di trasmissione, sia per alternare il funzionamento delle centrali.[41]

Utilizzando l'atlante geografico interattivo “Atlaimpianti”, sviluppato dal GSE, è possibile consultare i principali dati sugli impianti di produzione di energia elettrica e termica presenti sul territorio nazionale. Nel caso di Salina sono registrati 10 impianti solare termico per una superficie complessiva pari a 65,58 m², un impianto a biomassa di potenza termica utile pari a 17 kW. Ancora non presente nella mappatura dell'atlante è l'impianto fotovoltaico da 10 kW installato presso una struttura alberghiera. L'istallazione di questo impianto è stata gestita dal Gruppo d'acquisto ERIC, gruppo che ha come obiettivo quello di coinvolgere attivamente i cittadini nell'acquisto di impianti fotovoltaici quasi a prezzo di costo. A Salina nel 2019 hanno aderito a questa iniziativa 33 soggetti privati ed è in programma l'istallazione di pannelli fotovoltaici per una potenza complessiva di 190,80 kW.

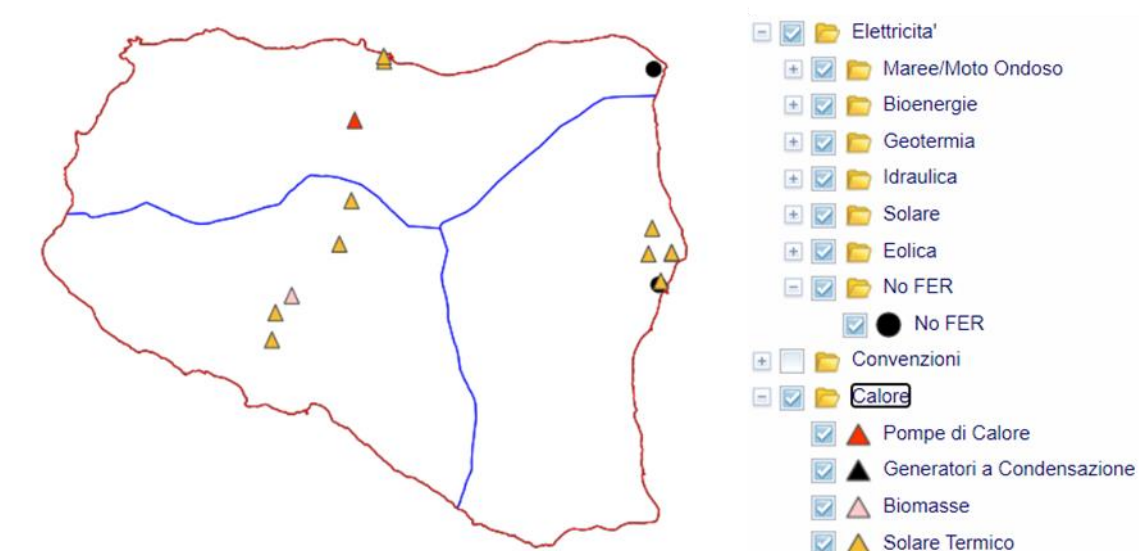


Figura 32- Localizzazione impianti elettrici e termici [44]

4.5 Modelli di producibilità elettrica

L'isola di Salina, grazie alla sua posizione e morfologia ha un potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili elevato. Attualmente però tale potenziale risulta quasi inutilizzato, tra le isole minori non interconnesse lo scenario di Salina è uno dei più arretrati.

Fotovoltaico

Il calcolo del potenziale fotovoltaico presente nell'isola è stato eseguito partendo dalla valutazione della radiazione solare grazie all'utilizzato del software ArcGIS.

Il GIS (Geographical Information System) costituisce la componente informatica del Sistema Informativo Territoriale (SIT) e rappresenta uno strumento fondamentale per creare, analizzare e condividere informazioni geografiche finalizzate alla gestione razionale delle risorse presenti. Questo strumento consente di realizzare mappe tematiche, gestire dati ed eseguire analisi spaziali relative ai molteplici aspetti del territorio. Questo approccio olistico permette di eseguire una pianificazione territoriale ed energetica accurata visto che consente di tenere in considerazione diverse variabili.



Per eseguire questo tipo di analisi è stato utilizzato il DTM (Digital Terrain Model) dell'isola, fornito dal Dipartimento di Urbanistica Area 2 S.I.T.R. (Sistema Informativo Territoriale Regionale) dell'Assessorato Territorio e Ambiente Regione Sicilia. Il DTM è un file raster in cui è ogni cella contiene la distribuzione delle quote rispetto al livello del mare. Il DTM utilizzato in questo lavoro ha un livello di dettaglio di 2m x 2m.

La radiazione solare viene calcolata dal tool "Area solar radiation" di ArcGIS, come somma della componente diretta e diffusa; la componente riflessa non viene considerata nel calcolo. Il tool si basa sui metodi dell'algoritmo di visuale emisferica sviluppati da Fu e Rich [45] e si esplica in 4 fasi: per prima cosa viene effettuata un'analisi per ogni posizione del DTM che definisce l'ostruzione del cielo dovuta alla morfologia del territorio naturale, questa procedura viene ripetuta per tutte le direzioni intorno al punto d'interesse in modo da ottenere l'area di visibilità; quest'ultima viene quindi sovrapposta ad una mappa solare diretta ed in questo modo viene stimata la radiazione diretta; successivamente l'area di visibilità viene sovrapposta ad una mappa della volta celeste in modo da stimare la componente diffusa; infine questo procedimento viene ripetuto per ciascuna cella topografica, producendo mappe di irradiazione per l'intera area geografica.

I parametri di input da inserire per eseguire l'analisi sono: il rapporto tra irradiazione diffusa e globale (D/G) e la trasmittività (T). Per semplicità si è scelto di considerare 4 valori rappresentativi delle diverse stagionalità. Il rapporto tra irradiazione diffusa e globale è stato ricavato dal programma di calcolo PVGIS mentre la trasmittività è stata calcolata con la seguente formula:

$$T = \left(\frac{H_{b,h}}{h_{luce} * c_{solare}} \right)^{\frac{1}{FDL}}$$

Equazione 1- Trasmittività

Con

$H_{b,h}$ - radiazione solare diretta in un piano orizzontale [Wh/m²];

h_{luce} - ore di luce [h];

c_{solare} - costante solare pari a 1367 [W/m²];

FDL - fattore di torbidità di Linke ricavato utilizzando il software Meteonorm.

Di seguito sono elencati i valori stagionali ottenuti e utilizzati nella simulazione GIS.

Tabella 20- Valori stagionali del rapporto D/G e trasmittività

	Inverno	Primavera	Estate	Autunno
D/G	0,466667	0,353333	0,276667	0,476667
Trasmittività	0,42	0,686217	0,709655	0,493554

Le mappe solari così ottenute mostrano il valore di radiazione in Wh/m². Il valore massimo si raggiunge nel mese di maggio ed arriva a 312342 Wh/m² mentre l'irradiazione massima scende fino a 58112 Wh/m² nel mese di gennaio.

La particolare orografia del territorio fa sì che vi sia una elevata disomogeneità nella distribuzione della radiazione solare: la parte sud dell'isola risulta essere maggiormente investita dalla radiazione solare, mentre la parte nord dell'isola capta una minore quantità di radiazione solare a causa dell'ombreggiamento dei due rilievi montuosi.

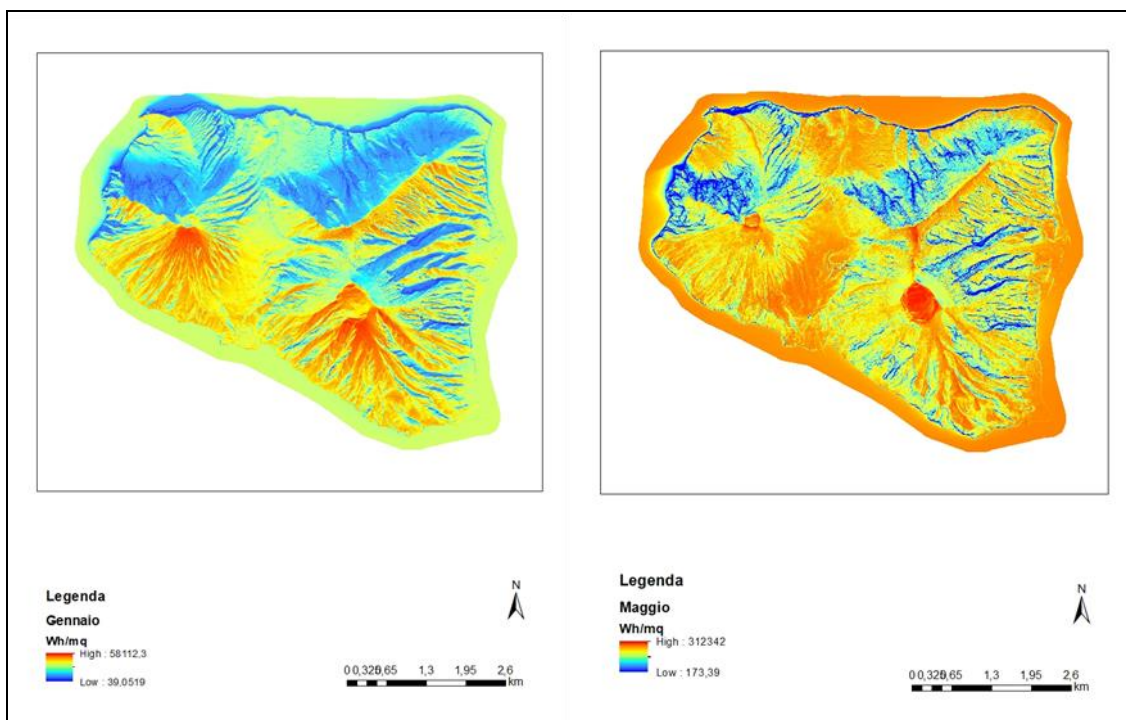


Figura 33-Mappe irraggiamento solare rispettivamente per gennaio e marzo

I dati di irraggiamento medi mensili ottenuti sono stati confrontati con i valori ricavati dal tool PVGIS. Da questo confronto si evince che i valori di irraggiamento mensili del tool PVGIS sono maggiori rispetto ai valori calcolati con ArcGIS; questo è dovuto al fatto che nel primo caso i dati fanno riferimento ad un preciso punto geografico privo di ostacoli, mentre nel secondo caso si tratta di una media dei valori dell'intera isola, considerando anche le zone con un'area di visibilità limitata, per cui risulta giustificata la differenza tra i valori in particolare nei mesi invernali.

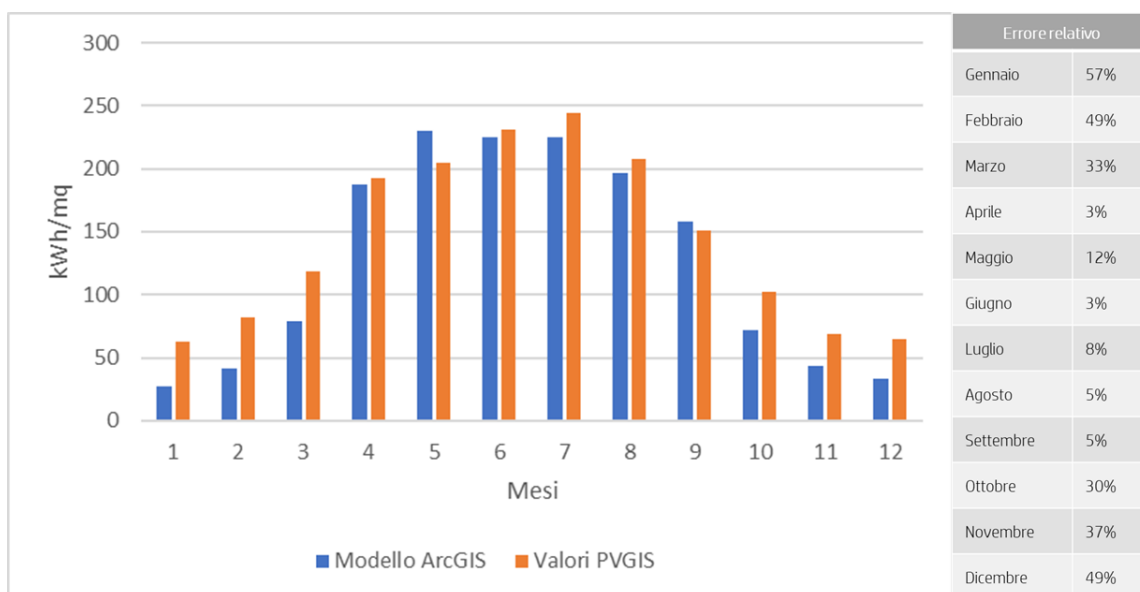


Figura 34- Confronto valori medi mensili irraggiamento tra modello ArcGIS e valori ricavati da PVGIS

Un confronto analogo può essere eseguito comparando i valori di radiazione solare globale giornaliera media mensile rispetto ai valori scaricabili dall'atlante italiano della radiazione solare creato da ENEA. Come nel caso precedente, i valori dell'atlante sono riferiti ad una localizzazione geografica precisa. L'errore relativo risulta più elevato del caso precedente.

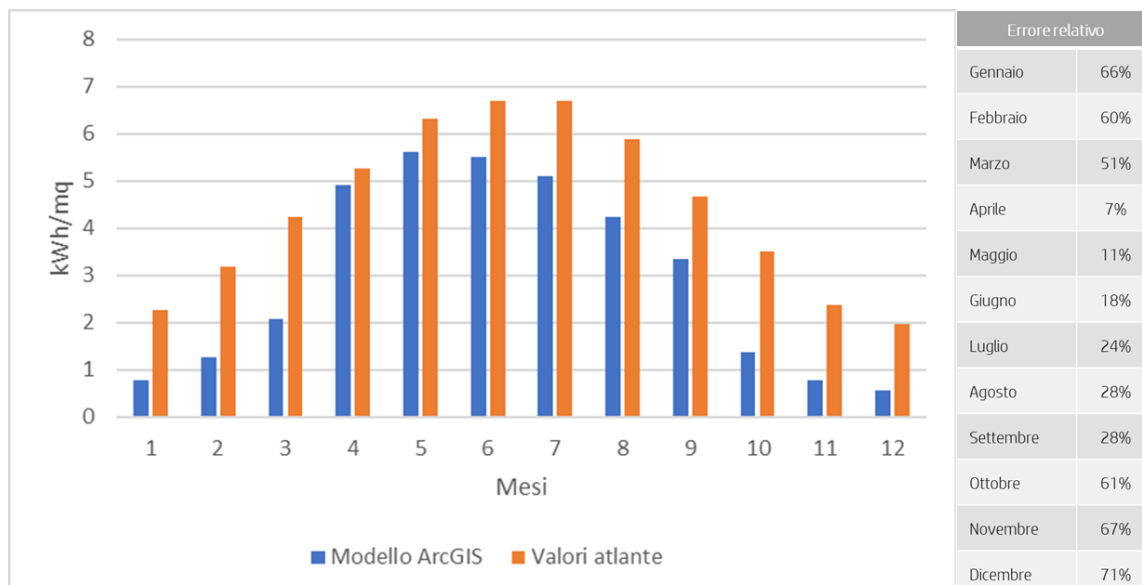


Figura 35- Confronto valori giornalieri medi mensili di irraggiamento tra modello ArcGIS e valori ricavati da ENEA

La fase successiva dell'analisi consiste nel sovrapporre la Carta Tecnica Numerica (CTN) contenente l'edificato dell'isola, con le mappe di radiazione solare in modo da identificare il potenziale di fotovoltaico installabile sui tetti degli edifici. È stata utilizzata la CTN anno 2003-2004 scala 1:2000, riguardante il tematismo edificato nel formato shape, scaricabile dal sito del S.I.T.R. della Regione Sicilia. Tale cartografia differenzia le strutture edificate in: unità volumetriche civili, tettoie e pensiline, baracche/edicole, unità volumetriche di culto e unità volumetriche industriali. Sono stati vagliati esclusivamente gli edifici civili, scartando quelli con volumetria inferiore a 50 m³. Per il calcolo del potenziale fotovoltaico installabile, è stato considerato in via preventiva solo il 40% della superficie di ogni edificio; per semplicità tutti i tetti sono stati considerati piani, ipotesi non dissimile alla realtà. L'energia producibile in ogni edificio è stata calcolata ipotizzando l'installazione di pannelli fotovoltaici in silicio monocristallino con un rendimento medio del 15% ed un indice di performance del sistema del 75%. È stata quindi calcolata l'energia annua producibile da ogni edificio utilizzando la seguente formula:

$$E = PR \cdot Hs \cdot S \cdot \eta \text{ [kWh/anno]}$$

Equazione 2- Energia annua producibile

Dove:

PR - indice di performance del sistema;

Hs - irraggiamento solare annuo cumulato [kWh/m²/anno];

S - superficie utile del pannello (considerata pari al 40% della superficie del tetto) [m²];

η - efficienza di conversione del pannello.

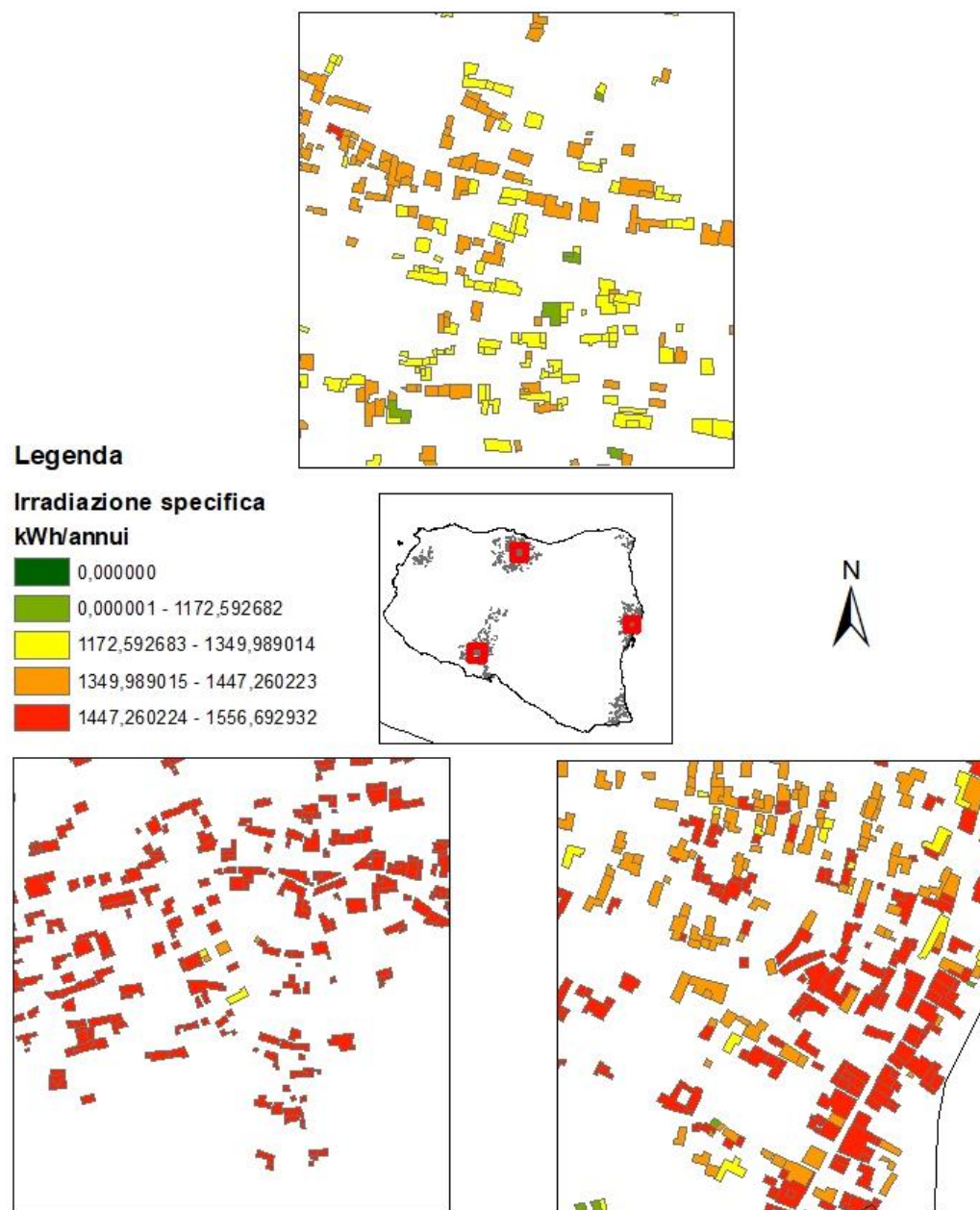


Figura 36- Irradiazione specifica negli edifici

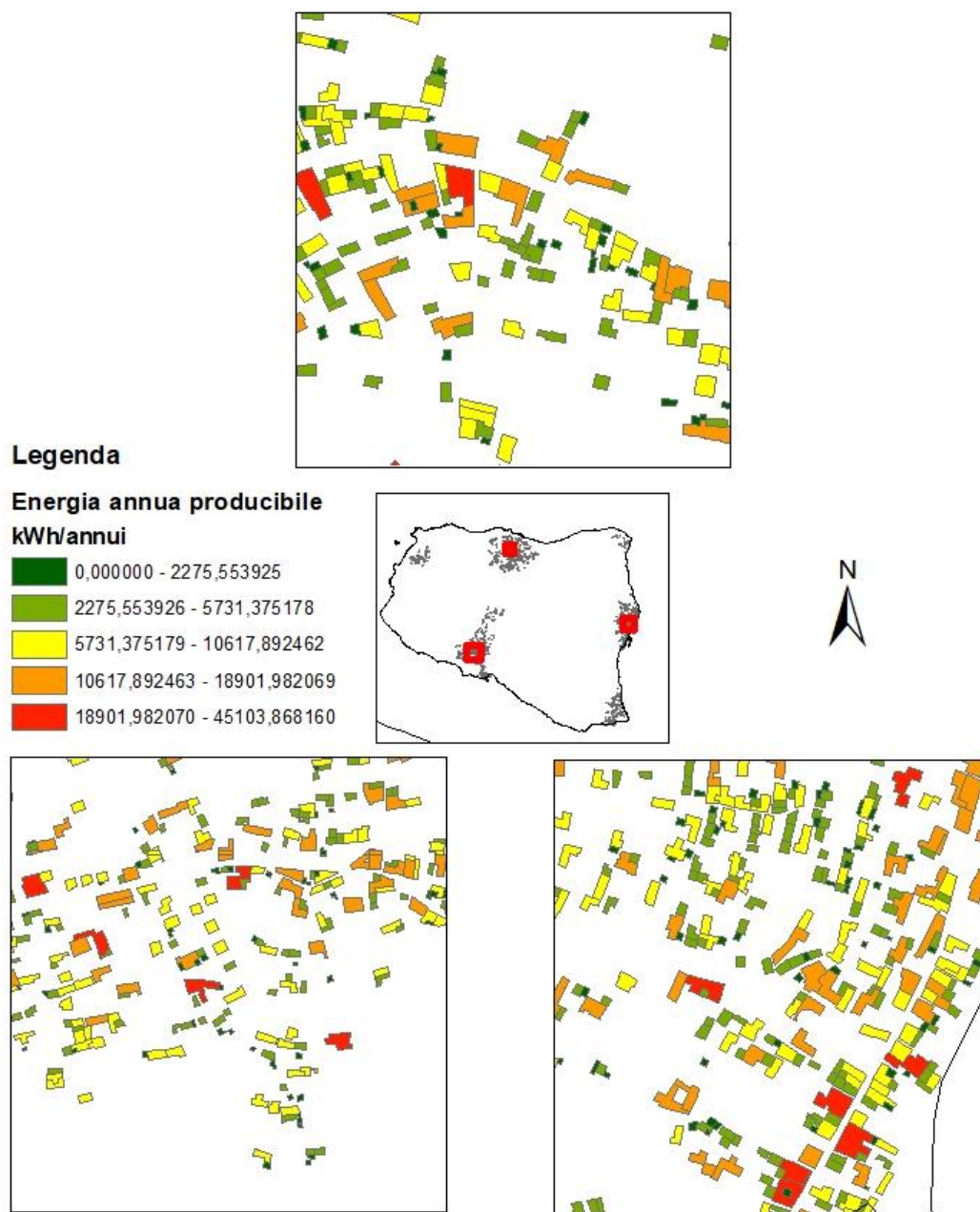


Figura 37- Energia elettrica annua producibile da FV installato sui tetti

Utilizzando lo stesso procedimento è stata calcolata l'energia producibile dal fotovoltaico installato sui tetti degli edifici per i diversi mesi dell'anno. È evidente che tale produzione ha una forte bipartizione: nei mesi invernali, da ottobre a marzo, la produzione mensile va da 200 MWh a 700 MWh; nei mesi estivi, da aprile a settembre, la produzione aumenta di 3-4 volte in un range che va da 1000 MWh a 2000 MWh.

Dal confronto tra irradiazione specifica e producibilità risulta che il comune di Leni e di Santa Marina Salina hanno livelli di irradiazione maggiore, il comune di Malfa, per via della sua esposizione a nord e dell'ombreggiamento dei monti, ha un livello di irraggiamento minore. Guardando invece i valori energia producibile, è il comune di Malfa ad avere il potenziale maggiore; ciò è associato al numero elevato di edifici presenti nel territorio comunale pari a 711. Il potenziale di producibilità del comune di Leni e del comune di Santa Marina Salina risultano confrontabili; per questi comuni sono stati considerati rispettivamente 445 edifici nel caso di Leni e 680 edifici per Santa Marina Salina. Risulta evidente che gli edifici del comune di Leni beneficiano maggiormente della maggiore esposizione solare rispetto al comune di Santa Marina Salina.

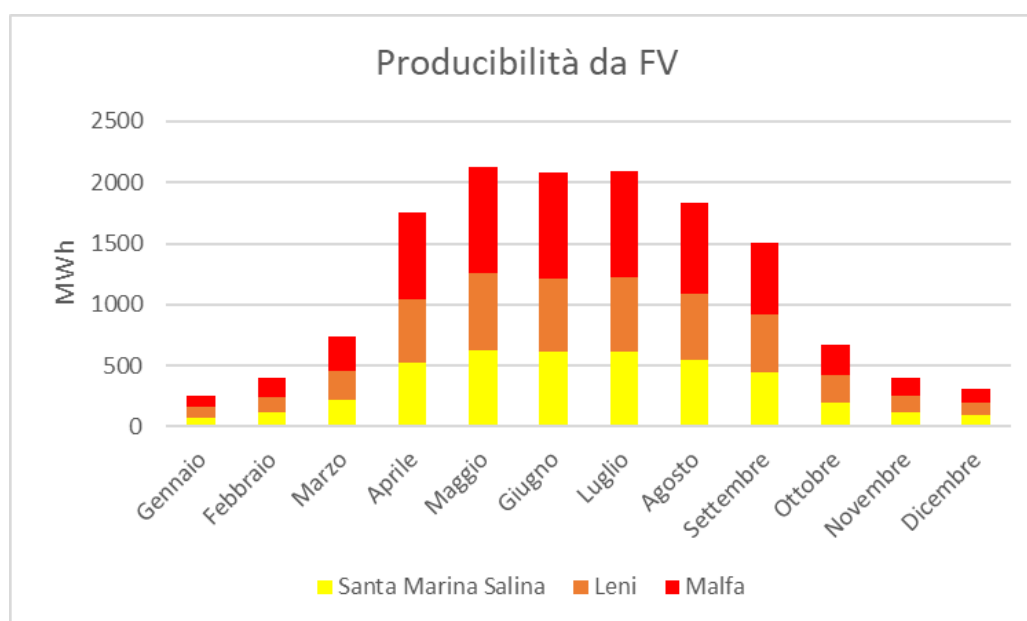


Figura 38- Profilo producibilità da FV per comune

Tabella 21- Energia elettrica producibile da FV in kWh

	TOT	Santa Marina Salina	Leni	Malfa
Gennaio	254.470	77.076	86.666	90.727
Febbraio	395.033	118.006	129.603	147.423
Marzo	741.491	219.270	232.966	289.254
Aprile	1.755.367	520.622	528.174	706.569
Maggio	2.130.422	628.909	623.602	877.909
Giugno	2.082.648	613.478	602.820	866.349
Luglio	2.088.075	615.921	607.713	864.440
Agosto	1.837.818	544.884	548.120	744.812
Settembre	1.503.567	447.777	466.642	589.147
Ottobre	676.174	201.850	217.748	256.575
Novembre	404.410	122.702	135.885	145.822
Dicembre	307.003	94.480	106.376	106.146

Eolico

Il calcolo della producibilità associata alla fonte eolica nell'isola di Salina parte dall'analisi della distribuzione del vento. Per fare ciò è stato utilizzato il webGIS dell'Atlante eolico d'Italia (ATLAEOLICO) che fornisce dati e informazioni sulla distribuzione della risorsa eolica sul territorio e nelle aree marine in modo da individuare le aree più interessanti per lo sfruttamento di tale fonte. L'atlante fornisce mappe della velocità media annua del vento a 25, 50, 75 e 100 m s.l.m. e a.s.l. in modo da poter analizzare scenari sia onshore che offshore. Le aree potenzialmente interessanti sono quelle caratterizzate da una velocità media del vento superiore a 5 m/s.

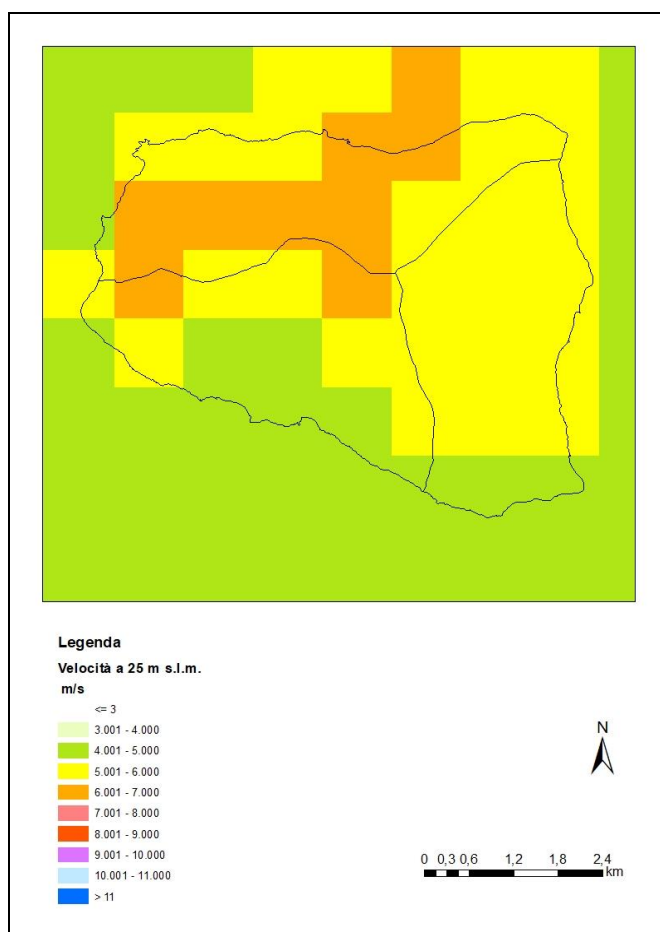


Figura 39- Mappa della velocità del vento a 25 m s.l.m. [46]

L'atlante Eolico Italiano riporta, inoltre, mappe di producibilità di energia elettrica specifica definita come la producibilità media annua di un aerogeneratore (espressa in MWh) rapportata alla sua potenza nominale (espressa in MW) e quindi misurata in MWh/MW, cioè in ore annue di funzionamento alla piena potenza nominale.

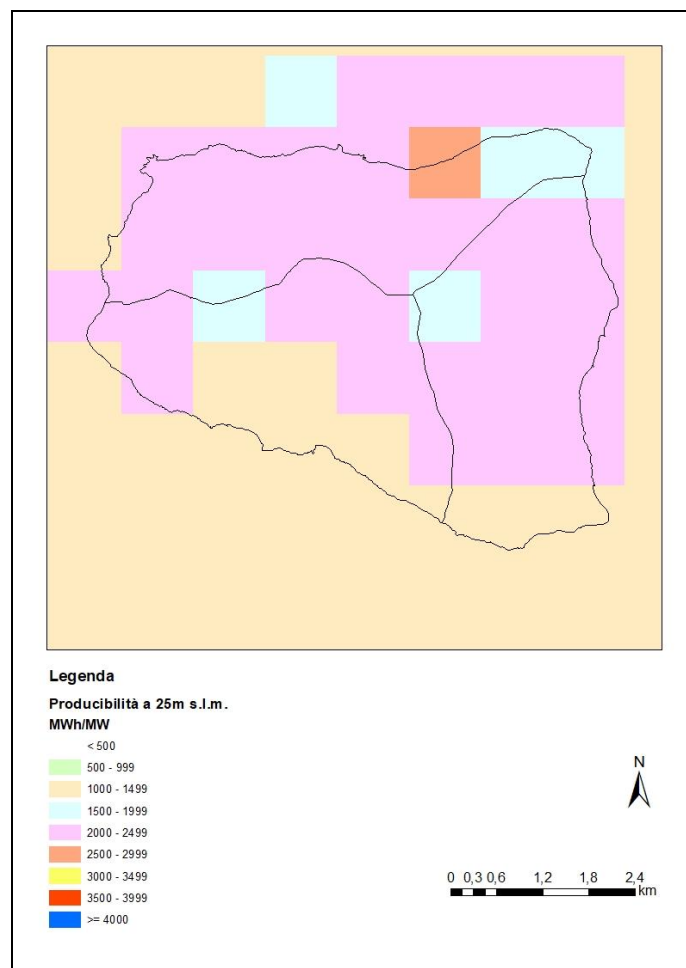


Figura 40- Mappa della producibilità eolica a 25m s.l.m. [46]

Una volta individuata la zona d'interesse per l'installazione dell'impianto eolico, è possibile simulare i dati di produzione di uno o più aerogeneratori grazie al tool Renewables.ninja. Questo programma consente di simulare la producibilità oraria e mensile, permettendo di scegliere tra diversi modelli di turbine eoliche in commercio.

Per simulare i valori di producibilità di una turbina eolica è stata individuata un'area nel comune di Malfa, in prossimità ad appezzamenti agricoli, che garantirebbe una distanza di più di 200 metri delle abitazioni più vicine, così come previsto dalle misure di mitigazione indicate nel D.M. 10-9-2010 del Ministero dello Sviluppo Economico.



Figura 41- Ipotesi localizzazione turbina eolica (elaborazione personale Google Maps)

Il modello di aerogeneratore scelto per la simulazione è Bonus B54/1000 caratterizzato da una potenza di picco di 1 MW, diametro del rotore pari a 54,2 m ed altezza di 50 m [47].



Figura 42- Modello turbina eolica Bonus B54/1000 [47]

Dalla simulazione sono stati ottenuti i seguenti dati di produzione mensile.

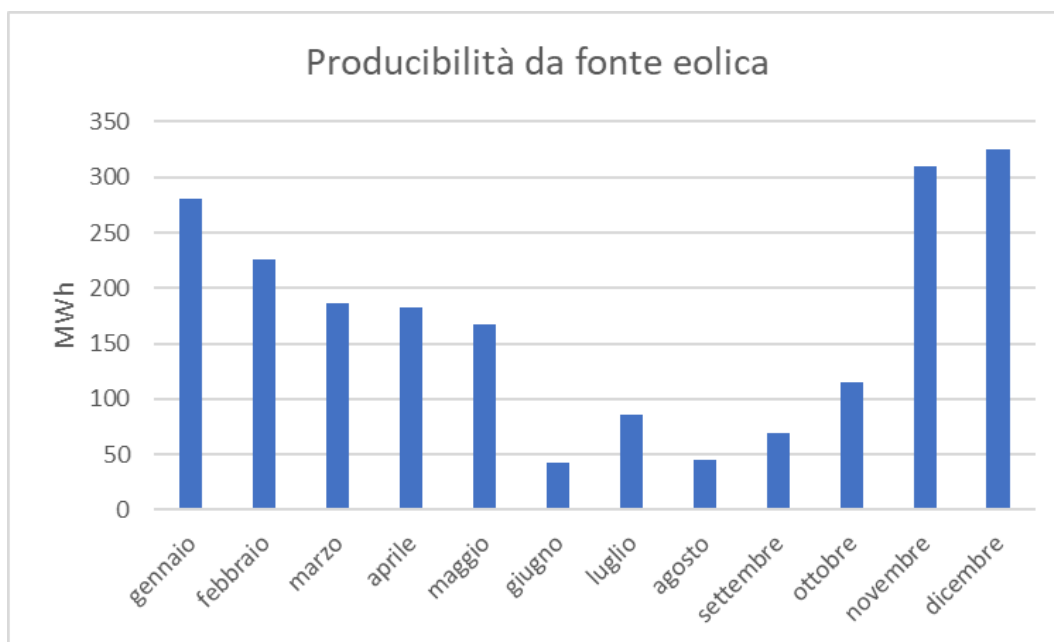


Figura 43- Profilo producibilità turbina eolica

Il profilo di produzione della fonte eolica risulta complementare rispetto al profilo del fotovoltaico. I livelli maggiori di produzione si registrano durante i mesi invernali mentre nei mesi estivi vi è un significativo calo. Il fattore di capacità, pari al rapporto tra l'effettiva produzione annua di energia e la potenza massima teorica, è di 23,2% valore in linea con il dato relativo all'intero parco eolico nazionale italiano (intorno al 25%); esso corrisponde a circa 2200 ore annue di funzionamento alla potenza nominale. [48]

Biomassa

Al fine di calcolare la producibilità di energia elettrica associata alla biomassa forestale dell'isola di Salina, è stato utilizzato il Geoportale del Sistema Informativo Forestale della Regione Sicilia. Il Geoportale rappresenta uno strumento di gestione e controllo del Territorio all'interno del quale confluiscono i dati cartografici del Corpo Forestale. [49]



Per prima cosa sono state individuate le categorie forestali e agricole presenti sul territorio e la loro estensione. Le categorie forestali maggiormente presenti sono: macchia e arbusteti mediterranei con un'estensione di 1711 ha e rimboschimenti con un'estensione di 212 ha. [49]

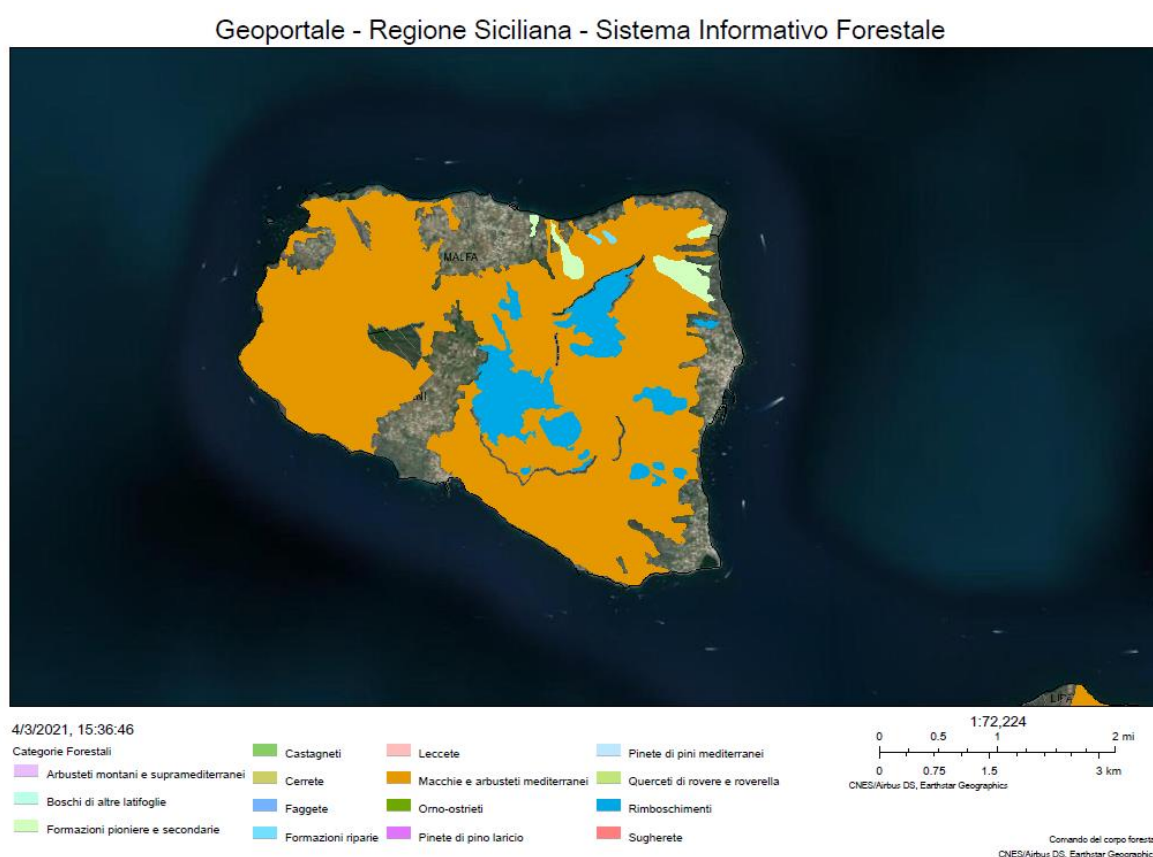


Figura 44- Categorie forestali [49]

Per comprendere quale sia la quota di biomassa forestale accessibile, è stata analizzata la viabilità forestale. Considerando solo le strade percorribili da mezzi atti al trasporto di biomassa, escludendo quindi i sentieri, il Monte dei Porri non risulta essere accessibile; dall'altra parte il Monte Fossa delle Felci è caratterizzato da una fruibilità maggiore. La macchia mediterranea non risulta sfruttabile al fine della produzione di energia elettrica, dunque come biomassa forestale rimane il rimboschimento associato ad alberi di conifere, latifogli ed eucalipti.

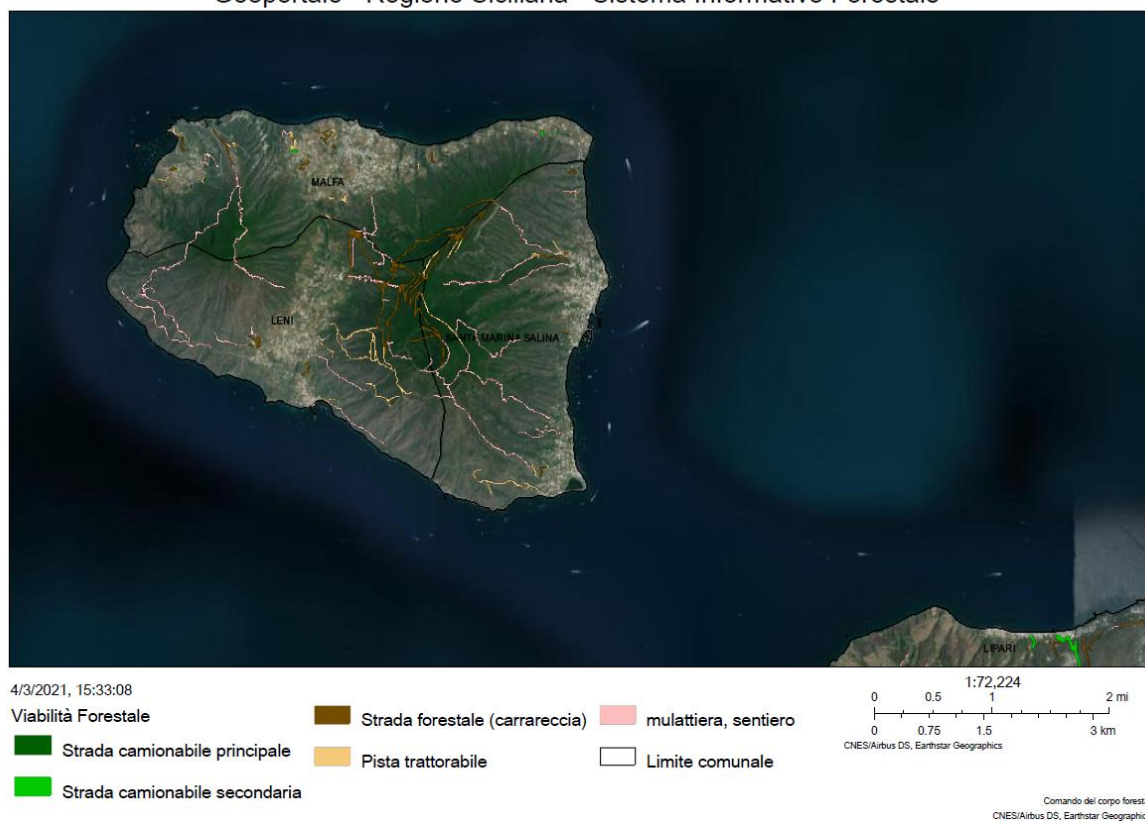


Figura 45- Viabilità forestale isola di Salina [49]

Un'altra fonte di biomassa è rappresentata dagli scarti delle lavorazioni agricole come quelli della potatura di colture di uliveti e vigneti. L'estensione di questi terreni è di 226 ha.

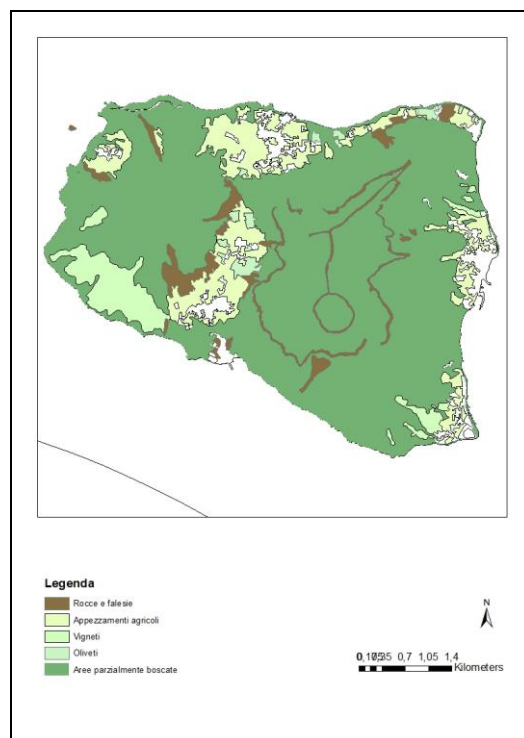


Figura 46- Appezamenti agricoli isola di Salina

Per calcolare la quantità di biomassa prodotta annualmente e, quindi, la producibilità annua, sono stati utilizzati valori di potere calorifico inferiore e di produzione di biomassa specifica presenti in letteratura* .

Tabella 22- Producibilità termica per categoria di biomassa

Categoria	Biomassa specifica* [tonn/ha]	Biomassa disponibile [tonn]	PCI* [kWh/kg]	Producibilità [MWh/anno]
Aree parzialmente boscate	0,14	30	4	120
Vigneto	1,45	330	2,2	726

L'isola di Salina è caratterizzata da un potenziale di producibilità da biomassa forestale pari a 120 MWh/anno mentre il potenziale producibile da biomassa agricola è 726 MWh/anno, per una produzione totale di 846 MWh/anno. Scegliendo di ripartire la produzione in modo uguale per ogni mese, grazie allo stoccaggio della biomassa considerata, è possibile ipotizzare una produzione di 70 MWh/mese. Ipotizzando infine un rendimento di generazione elettrico del 23%, la produzione mensile di energia elettrica da biomassa è di 16 MWh/mese.

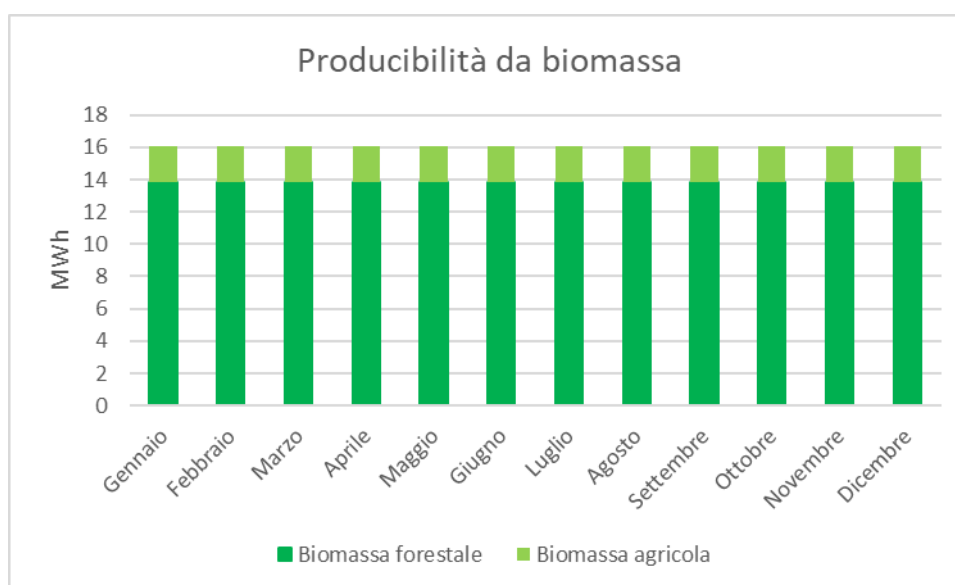


Figura 47- Profilo di producibilità elettrica da biomassa

* Valutazione dell'energia elettrica producibile da biomassa agricola e forestale in Piemonte con software GIS", Alberico A., Politecnico di Torino

Rifiuti

I rifiuti possono rappresentare per le isole minori una risorsa importante da sfruttare a vantaggio dell'economia e dell'ambiente. Il costo associato al trasporto dei rifiuti verso la terraferma, in aggiunta ai costi di smaltimento, rimane una voce elevata nel bilancio economico delle amministrazioni locali. Quest'ultime, in ragione di ciò, hanno il compito di attuare politiche finalizzate alla promozione della raccolta differenziata; in questo modo il rifiuto può essere valorizzato e avviato ad una seconda vita, come risorsa energetica o come materia prima seconda nei cicli produttivi.

Nei tre comuni dell'isola di Salina è attivo il servizio porta a porta per la raccolta dei rifiuti. La percentuale di raccolta differenziata per l'anno 2019 è stata pari al 16,42% [50].

Dal Catasto dei Rifiuti, elaborato dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), è possibile identificare i rifiuti prodotti per tipologia nei tre comuni.

Tabella 23- Ripartizione dei rifiuti differenziati per tipologia e comune

[ton]	Ingombranti misti	Carta e cartone	Frazione organica	Legno	Metallo	Plastica	RAEE	Vetro	ALTRO
Leni	8,08	19,8	-	5,78	6,42	11,54	3,5	39	-
MALFA	2,52	53,76	51,94	11,22	10,66	29,36	9,5	119,9	-
S. Marina Salina	3,02	110,17	-	33,86	15,75	51,76	9,66	153,98	11,8

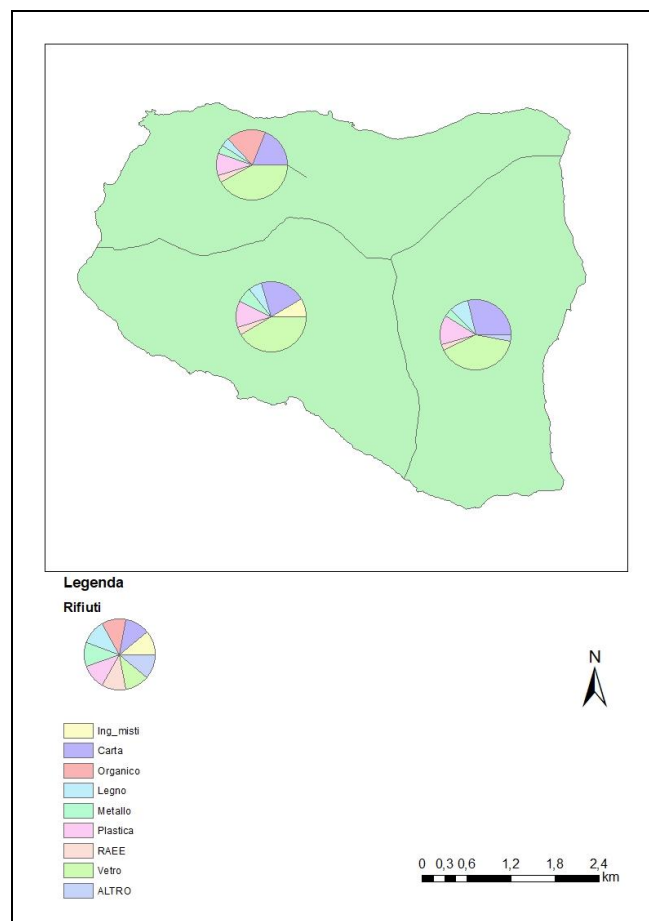


Figura 48- Mappa tipologia rifiuti isola di Salina

La produzione di energia elettrica può essere calcolata attribuendo ad ogni categoria la percentuale di rinnovabilità ed il potere calorifico inferiore*.

Tabella 24- Producibilità termica da rifiuti

	Rinnovabilità	Frazione rinnovabile [ton/anno]	PCI [MJ/kg]	Producibilità [MWht/anno]
Frazione organica	100%	51,94	6,6	95,22
Carta e cartone	100%	183,73	12,6	643
Plastica	0		28,3	
Metallo	0			
Vetro	0			
Legno	100%	50,86	13,8	195
RAEE	0			

* “Analisi e ottimizzazione di un inceneritore di rifiuti”, Rizza Carmela Sonia, Università degli Studi di Padova

Il potenziale di producibilità termica associato ai rifiuti urbani, in particolare alla frazione organica, carta e cartone, legno, è di 933,22 MWh/anno. Ipotizzando anche in questo caso un rendimento elettrico del 23% la produzione annua di energia elettrica associata ai rifiuti urbani è di 214 MWh/anno. La produzione di rifiuti segue l'andamento delle presenze nell'isola: durante i mesi estivi essa sarà maggiore rispetto ai mesi invernali. Per cui si può ipotizzare di utilizzare un profilo simile per l'energia elettrica prodotta dai rifiuti. Il movimento dei turisti, valutato come presenze e arrivi, è stato elaborato dai dati dell'Osservatorio Turistico Regione Siciliana per l'anno 2019.

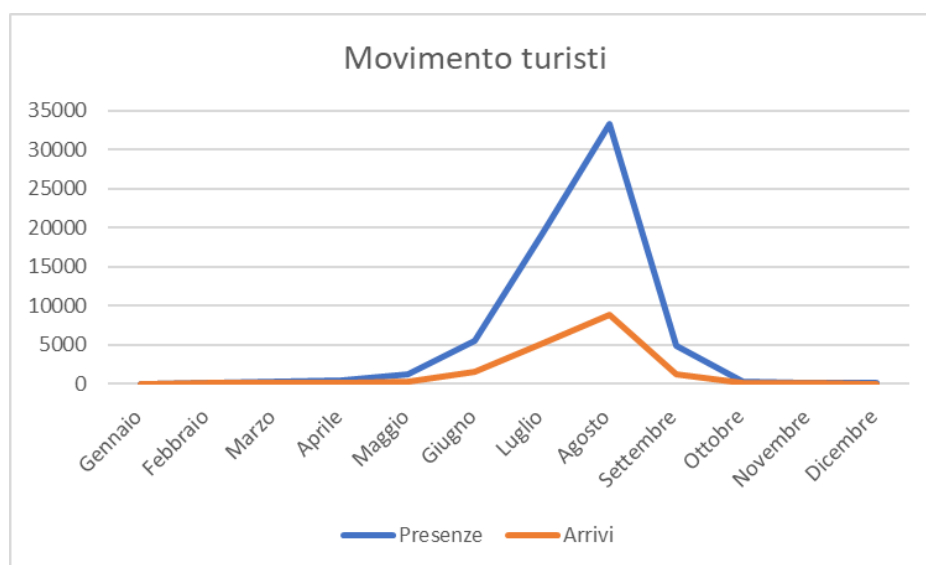


Figura 49- Profilo presenze e arrivi Isola di Salina 2019 [51]

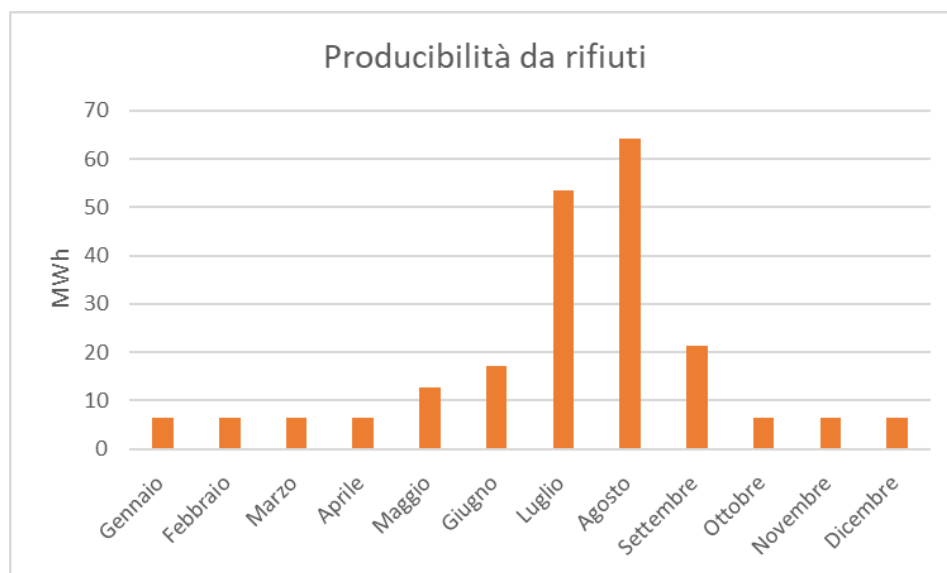


Figura 50- Profilo producibilità energia elettrica da rifiuti

Energia dal mare

La produzione di energia elettrica dal mare può essere una risorsa fondamentale per il completamento del mix energetico delle isole minori. Le principali tecnologie ancora non del tutto mature, si basano sulle maree e sull'energia delle onde. Per misurare il potenziale disponibile di marea si utilizza un dispositivo noto come mareografo, che serve a misurare la variazione del livello del mare rispetto ad un dato di riferimento. Per l'energia delle onde i parametri da misurare sono l'altezza significativa ed il periodo d'onda.

L'utilizzo dell'energia marina nel bacino del Mediterraneo è ancora in una fase embrionale. Il progetto MAESTRALE, cofinanziato dal programma Interreg MED, ha come obiettivo la condivisione di dati e conoscenze tra i paesi partecipanti, al fine di promuovere e supportare lo sviluppo di queste tecnologie. Il progetto Maestrale ha sviluppato un geo-database che contiene dati utili relativi al potenziale energetico nel mar Mediterraneo, in particolare sono presenti informazioni su onde, vento, correnti marine e maree.

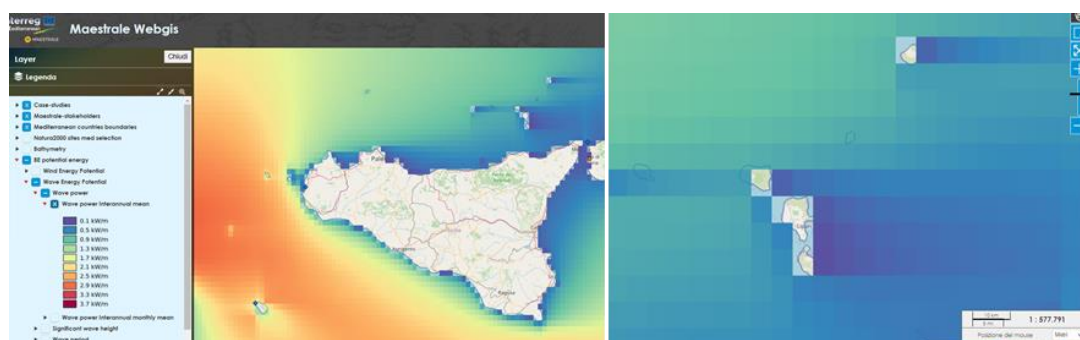


Figura 51- Media annuale della potenza delle onde [40]

Il CNR-Itae di Messina ha progettato l'installazione di frangiflutti a basso impatto ambientale, con la duplice funzione di difesa della costa e produzione di energia elettrica da moto ondoso. L'installazione di tali impianti è prevista nelle banchine già esistenti dei porti di Santa Marina Salina, Malfa e Rinella e sulle scogliere di Santa Marina Salina e Lingua; ciò garantirà un basso impatto ambientale. La producibilità totale che garantirebbero queste tecnologie è di 669 MWh/anno.[41]

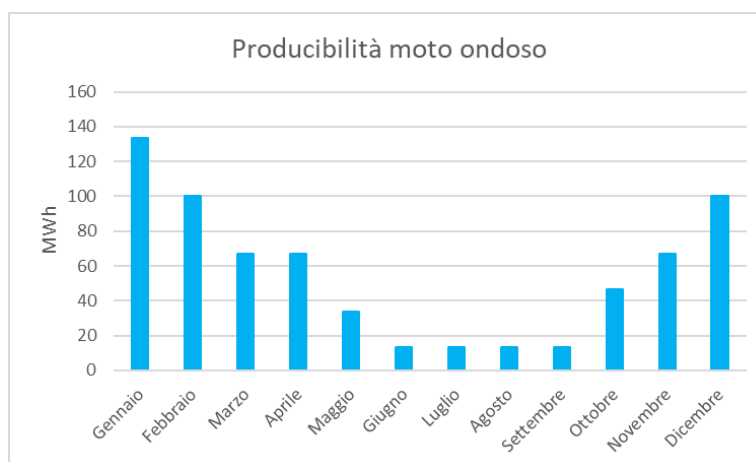


Figura 52- Profilo producibilità energia elettrica da moto ondoso

4.6 Vincoli sul territorio

Circa il 65% del territorio dell'isola di Salina è coperto da aree naturali protette. Nel 1984 è stata istituita la Riserva Naturale Le Montagne delle Felci e dei Porri che copre circa metà dell'isola. Sono presenti 3 Siti di Interesse Comunitario (S.I.C.): Monte Fossa delle Felci e dei Porri, Fondali dell'Isola di Salina, stagno di Lingua. Quest'ultima è stata inserita anche nelle Zone di Protezione Speciale (ZPS) per l'importanza geografica del sito nelle rotte migratorie.

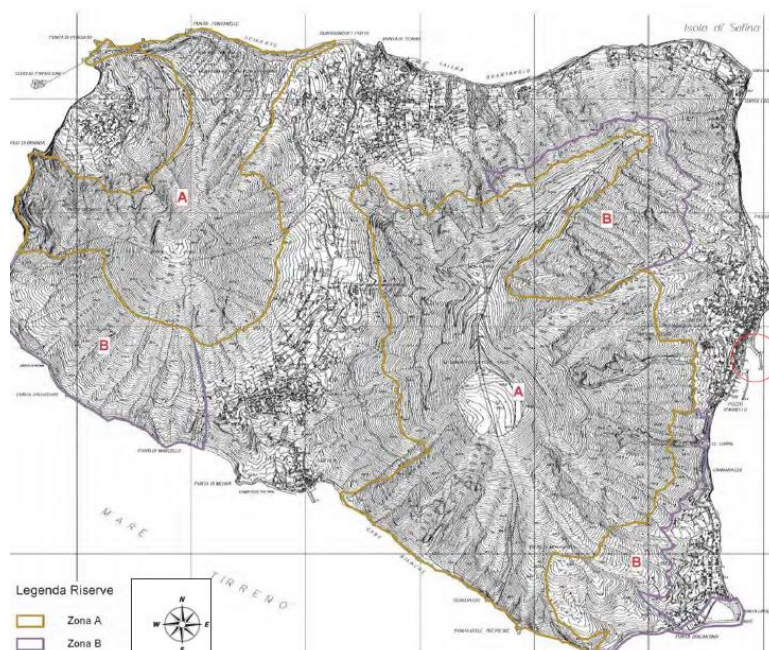


Figura 53- Mappa Riserva Naturale Le Montagne delle Felci e dei Porri [51]

Nel 2000 la quasi totalità del territorio dell'isola di Salina, ad esclusione delle aree maggiormente antropizzate in prossimità dei centri abitati, è stata dichiarata Patrimonio mondiale dell'umanità dall'UNESCO.

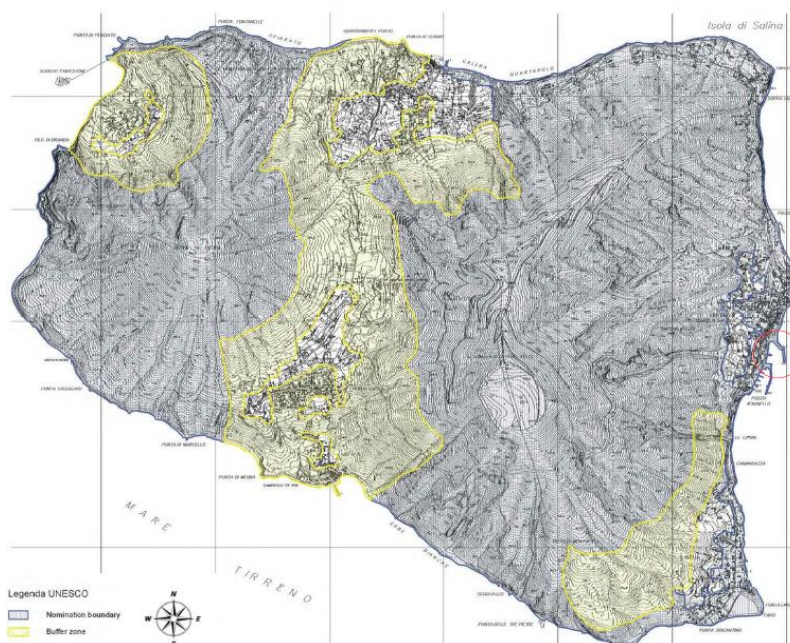


Figura 54- Mappa perimetrazione UNESCO [51]

Inoltre, è in fase di avviamento l'istituzione dell'Area Marina protetta che, insieme alle altre isole dell'arcipelago, includerà anche Salina.

Le isole Eolie condividono il Piano Paesistico Territoriale approvato con decreto Assessoriale n. 5180 del 23 febbraio 2001, le cui direttive si basano sulla salvaguardia e la valorizzazione dell'ambiente e dei beni culturali. Il primo comune dell'isola di Salina ad aver adottato un Piano Regolatore Generale è quello di Leni, il cui PRG è stato approvato nel 1991. I comuni di Malfa e Santa Marina Salina hanno definito i propri PRG rispettivamente nel 2012 e 2014.

Nella Delibera di Giunta Regionale n.241 del 12/07/16, attuativa dalla L.R. 20/11/2015 n.29, sono definite le aree idonee all'istallazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica caratterizzati da una potenza superiore a 20 kW. Tra queste sono escluse: le aree che presentano vulnerabilità ambientali, aree caratterizzate da rischio idrogeologico; aree individuate come beni paesaggistici; aree di particolare pregio ambientale individuate come S.I.C. e Z.P.S., parchi regionali e riserve naturali; aree di pregio agricolo e beneficiarie di contribuzioni per la valorizzazione della produzione di eccellenza siciliana; aree sottoposte a vincolo paesaggistico, a vincolo archeologico, zone di rispetto delle zone umide e/o di nidificazione e transito d'avifauna migratoria o protetta. Ne deriva che nel territorio di Salina non sia possibile l'istallazione di aerogeneratori di taglia superiore a 20 kW. Un'opportunità per lo sfruttamento di tale fonte è comunque realizzabile mediante l'installazione di turbine eoliche su piattaforme off-shore o di microeolico.

4.7 Bilanci

A questo punto è possibile eseguire un confronto tra i consumi elettrici dell'isola e la produzione da FER.

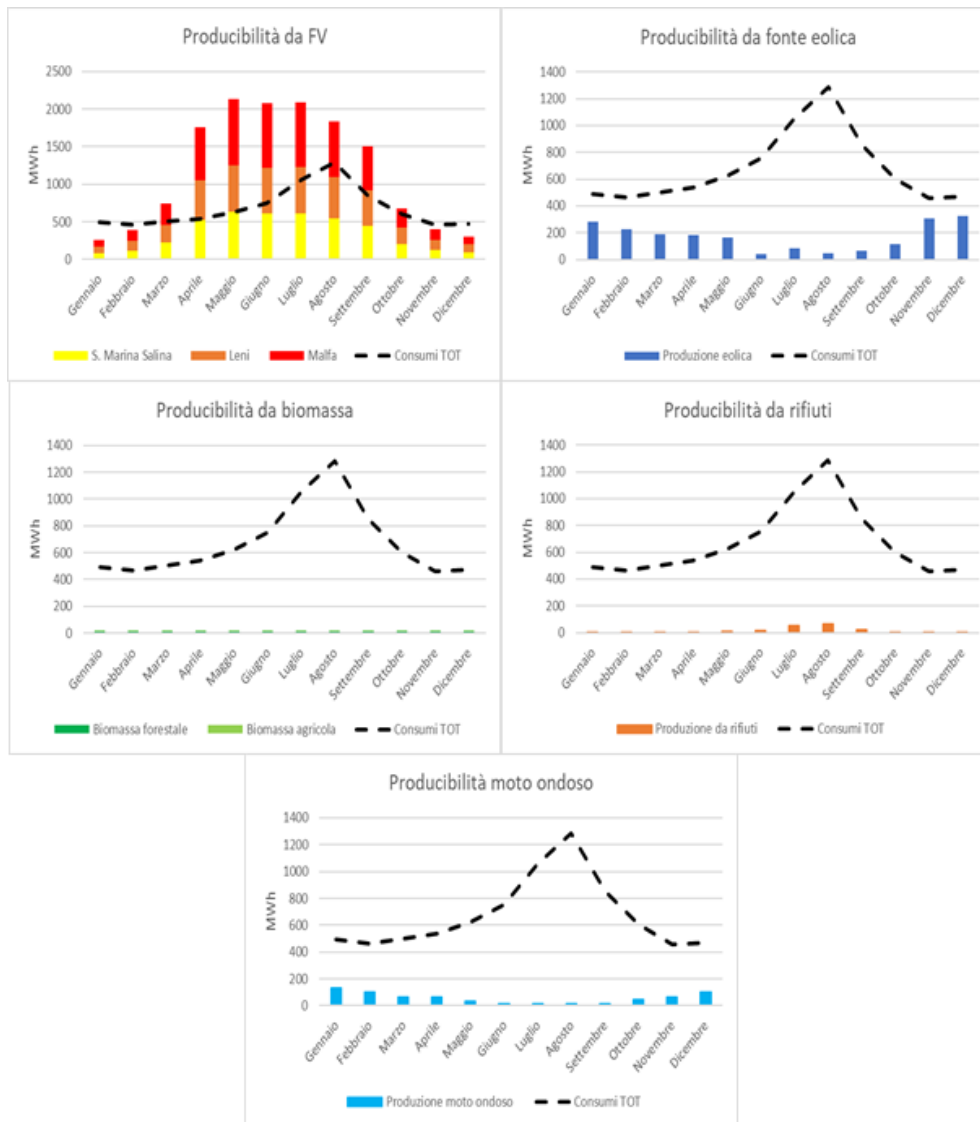


Figura 55- Bilanci produzione FER - consumi

Avendo considerato la quasi totalità dei tetti disponibili nell'isola, la capacità di fotovoltaico potenzialmente installabile garantirebbe una produzione di energia che, ad eccezione di quattro mesi invernali (da novembre a febbraio), supera il fabbisogno dell'isola. In particolare, da aprile a settembre la produzione è pari al doppio, o in alcuni casi al triplo, dei consumi elettrici. La stagionalità di tale fonte si adatta perfettamente a quella dei consumi delle isole, fortemente legato al turismo estivo. Tale potenziale di capacità installabile dipende però dalla volontà dei singoli cittadini. Risulta evidente che basterebbe la metà di tale capacità per soddisfare gran parte del fabbisogno energetico dell'isola. Rimane la criticità legata all'aleatorietà di tale fonte; la produzione di energia elettrica è concentrata nelle ore centrali della giornata per cui risulta necessaria un'adeguata capacità di accumulo in modo da coprire i consumi anche negli orari in cui la produzione si azzera.

La producibilità da fonte eolica è caratterizzata da un profilo stagionale opposto rispetto alla fonte fotovoltaica; ciò è un vantaggio poiché la loro complementarità permetterebbe la copertura dei carichi invernali grazie alla produzione eolica, ed estivi per mezzo del fotovoltaico. Come visto in precedenza, i vincoli territoriali impediscono l'installazione di aerogeneratori con potenza superiore a 20 kW nel territorio dell'isola; vi è comunque la possibilità di installare impianti eolici di piccola taglia, come minieolico e microeolico, che garantiscono buone prestazioni con regimi di vento inferiori e dimensioni notevolmente ridotte quindi con un impatto ambientale inferiore. Un'altra soluzione, come già visto, è la possibilità di installare un parco eolico offshore galleggiante; anche in questo caso però è necessario analizzare l'impatto ambientale legato a tali impianti, oltre all'interferenza con rotte marine per trasporti navali, attività di pesca e turismo.

La producibilità annua associata alla biomassa e ai rifiuti urbani riesce a coprire insieme circa il 5% del fabbisogno energetico annuale. Entrambe queste tipologie necessitano di impianti di combustione ed adeguati spazi per lo stoccaggio delle risorse.

La risorsa marina è sicuramente la meno consolidata ma ugualmente promettente. La producibilità, come nel caso della fonte eolica, è maggiore durante i mesi invernali e rappresenta una risorsa che ben si adatta alle necessità delle isole minori.

Nel seguente grafico è rappresentata un'ipotesi di quello che potrebbe essere il mix energetico necessario a soddisfare il 100% del fabbisogno dell'isola. Per questo calcolo la capacità di fotovoltaico installata è stata considerata pari alla metà di quella potenzialmente installabile.

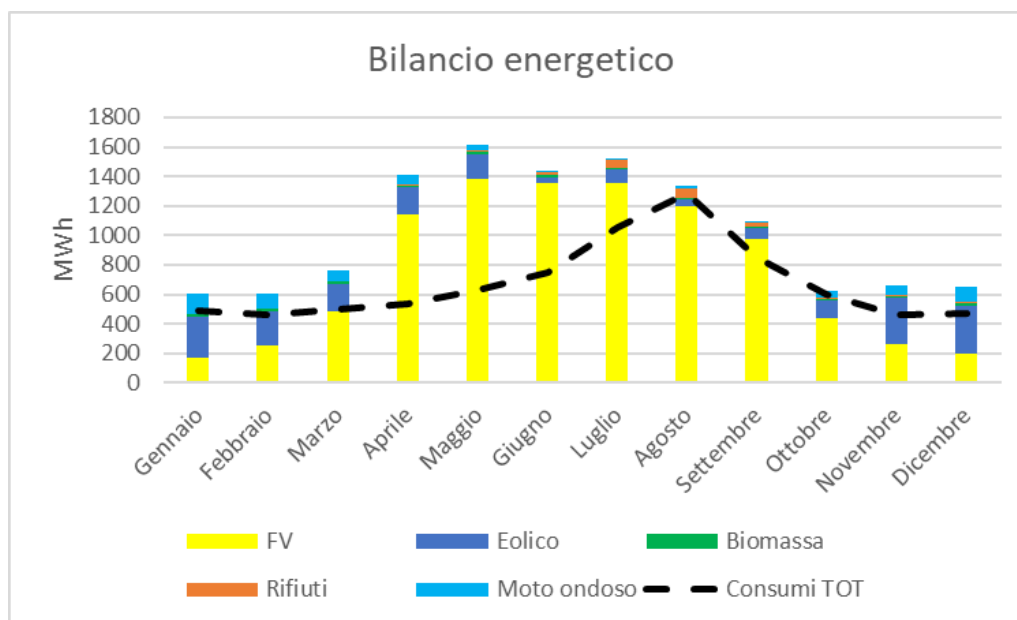


Figura 1- Profilo mensile del mix energetico

Ogni mese la produzione FER è in grado di soddisfare il fabbisogno energetico dell'isola di Salina. La tecnologia fotovoltaica è in grado di coprire più del 80% dei consumi annuali, riuscendo a soddisfare da sola il fabbisogno di sei mensilità. Durante i mesi invernali, quando il contributo della produzione fotovoltaica diminuisce, il fabbisogno viene coperto principalmente grazie al contributo della fonte eolica. Le restanti tecnologie rinnovabili possono sopprimere al deficit energetico nelle ore in cui non vi è produzione da fotovoltaico, come ad esempio le ore serali e notturne.

Agosto rimane il mese più critico poiché si raggiunge il picco dei consumi che viene comunque soddisfatto grazie al mix di FER. Un'altra problematica legata alla stabilità della rete elettrica è rappresentata dalla “produzione critica di elettricità in eccesso”. Risulta evidente che la produzione fotovoltaica in alcuni mesi risulta in eccesso rispetto al basso carico elettrico; in questi casi, quando anche i sistemi di accumulo non sono in grado di stoccare tale energia, si deve passare al “curtailment” ovvero il fermo forzato degli impianti rinnovabili.

Il mix energetico così ipotizzato, basato principalmente su fonti energetiche rinnovabili non programmabili, quali solare eolico e moto ondoso, deve essere supportato da un'adeguata capacità di accumulo. A tale fine, un contributo rilevante può essere fornito dai sistemi “vehicle-to-grid”. Tale tecnologia permette, in base alle necessità, di prelevare potenza dalla rete per caricare le batterie ed immettere energia verso la rete prelevandola dalla batteria stessa nei momenti in cui l'auto si trova connessa alla colonnina di ricarica. Ciò è possibile grazie all'utilizzo di un inverter di potenza bidirezionale che da un lato collega la batteria ad alta tensione del veicolo e dall'altro la rete elettrica in bassa tensione. [52]

4.8 Caso studio CER

Come è emerso dal bilancio complessivo descritto nel paragrafo precedente, l'installazione di fotovoltaico nei tetti degli edifici pubblici e privati ha un ruolo primario nel processo di transizione energetica dell'isola. In questo senso, le comunità energetiche rinnovabili acquistano un significato ancora più importante nel percorso di diffusione di tale fonte nel territorio.

In questo studio è stata esaminata una configurazione di comunità energetica rinnovabile composta da utenze presenti nel territorio del Comune di Leni. Gli edifici considerati nello studio sono due edifici pubblici, il municipio e la scuola materna, ed un numero di utenze domestiche variabile in funzione degli scenari studiati. Gli impianti FER considerati sono costituiti da pannelli fotovoltaici installati sui tetti delle utenze pubbliche. I soggetti esaminati risultano connessi alla stessa rete di bassa tensione sottesa alla medesima cabina di trasformazione MT/BT, così come stabilito dal quadro normativo.

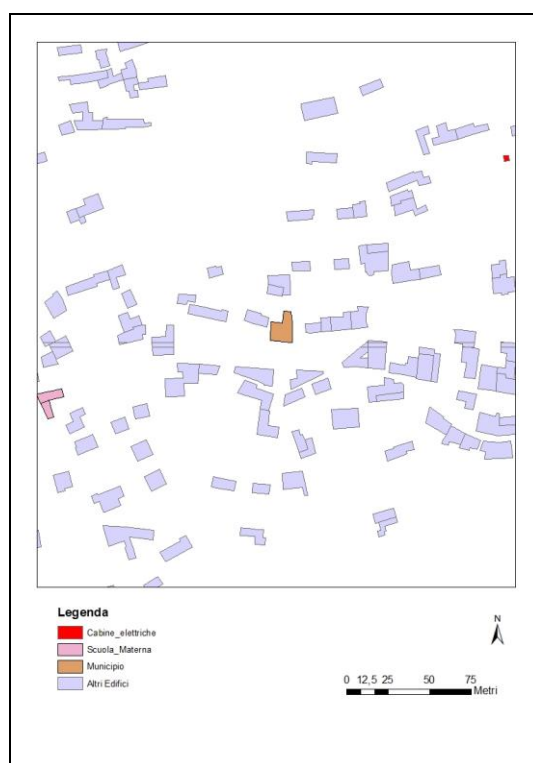


Figura 56- Mappa edifici CER Leni

Per quanto riguarda gli edifici pubblici, sono state considerate le azioni pianificate nel Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) del Comune di Leni. In particolare, per la Casa Comunale (municipio) è prevista l'installazione nel piano di copertura di un impianto fotovoltaico da 15 kW; per la scuola materna è prevista l'installazione nel piano di copertura di un impianto fotovoltaico da 5 kW. Queste due utenze, nella configurazione di comunità energetica rinnovabile, acquistano il ruolo di prosumer, ovvero soggetti che sono contemporaneamente produttori e consumatori di energia. I prosumer producono energia elettrica per soddisfare parte del proprio fabbisogno ed immettono in rete l'energia in eccesso

per condividerla con le altre utenze della comunità. Le utenze domestiche che partecipano alla comunità energetica sono state considerate come semplici consumer che beneficiano dell'energia in eccesso immessa in rete.

La valutazione dettagliata dei benefici della CER può essere fatta eseguendo un bilancio orario tra i consumi delle utenze coinvolte e la produzione rinnovabile degli impianti fotovoltaici installati. In mancanza di dati di consumo orari misurati, sono stati creati dei profili partendo dai dati mensili. Per quanto riguarda i profili di produzione oraria sono stati ottenuti utilizzando il tool PVGIS.

Il bilancio orario tra produzione rinnovabile (P) e consumi (C) permette di valutare per ogni ora dell'anno:

- L'energia autoconsumata istantaneamente
- L'energia immessa in rete
- L'energia condivisa tra i membri della comunità

Per valutare l'efficacia della configurazione di comunità energetica rinnovabile sono stati utilizzati due indici di performance:

▪ Indice di autosufficienza (IAS)

Pari alla somma dell'energia autoconsumata e condivisa dalla comunità rispetto ai consumi totali. Tale parametro indica la quota percentuale dei consumi che viene soddisfatta dalla produzione fotovoltaica; il suo complementare corrisponde all'energia che invece viene prelevata dalla rete.

$$IAS(\%) = \frac{AC + CC}{C}$$

Equazione 3 - Indice di autosufficienza

▪ Indice di autoconsumo (IAC)

Pari alla somma dell'energia autoconsumata e condivisa dalla comunità rispetto alla produzione totale. Questo indice è una misura dello sfruttamento della produzione rinnovabile; tale valore è pari al 100% quando tutta l'energia prodotta in una determinata ora viene utilizzata per soddisfare il fabbisogno dalle utenze connesse. Quindi IAC è anche un indicatore della quantità di energia scambiata nella CER.

$$IAC(\%) = \frac{AC + CC}{P}$$

Equazione 4 - Indice di autoconsumo

Al fine di raggiungere valori accettabili per entrambi gli indici sono stati valutati diversi scenari, supportati da analisi economiche e confronti con altre forme di incentivazione.

Profili di consumo

I dati di consumo mensili delle utenze pubbliche sono stati derivati dalle bollette elettriche riferite al periodo che va dal 2017 al 2019, questi dati sono stati forniti dall'Energy Manager dell'isola di Salina, Filippo Martines. Partendo dai dati mensili sono stati ricavati i profili orari mendiate la creazione di modelli specifici per le diverse utenze.

- Municipio

L'edificio municipale di Leni si trova in via Libertà 8 ed è la sede degli uffici comunali e dell'ufficio del Sindaco.



Figura 57- Vista Municipio di Leni, Salina [53]

I valori di consumo annuale dell'edificio municipale di Leni fanno riferimento ai dati delle bollette degli anni 2018 e 2019. Nell'anno 2018 il consumo annuale del Municipio è stato di 9,35 MWh mentre nell'anno 2019 i consumi sono aumentati a 11,14 MWh. L'andamento mensile dei consumi è simile nei due anni esaminati, con differenze più marcate in alcuni mesi invernali ed estivi. Per l'anno 2019 sono stati registrati consumi più elevati nei mesi di febbraio, marzo, luglio e agosto. Tali differenze sono presumibilmente associabili all'utilizzo degli impianti di climatizzazione. Analizzando le statistiche meteo-climatiche di precipitazioni e temperatura fornite da ISTAT (dati rilevati dall'istituto Geofisico di Messina), nel 2018 è stato registrato un aumento delle temperature minime pari a +2,2 rispetto al valore medio 2007-2016 mentre nel 2019 vi è stato uno scostamento solo del +0,3. Questo segnale evidenzia che il 2018 è stato caratterizzato da un inverno meno rigido, per cui risulta giustificato un consumo più basso. Analizzando i valori delle temperature massime, nel 2018 la variazione registrata è stata di -1,6 rispetto al valore medio 2007-2016 mentre nel 2019 tale variazione è stata di +0,3. Ciò indica che l'estate del 2018 sia stata meno calda rispetto a

quella del 2019; per cui anche l'aumento dei consumi relativo ai mesi di luglio ed agosto 2019 risulta coerente.

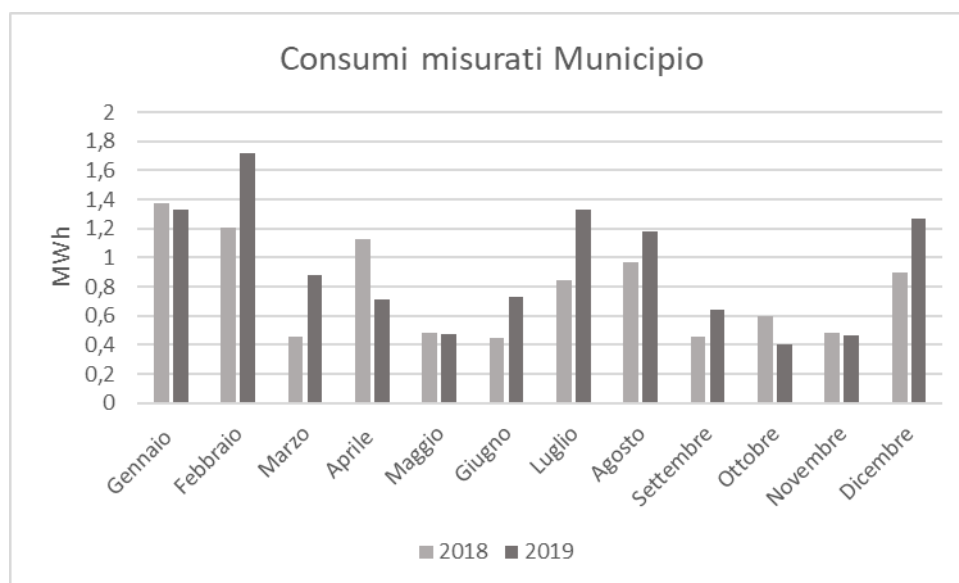


Figura 58- Profilo mensile consumi del 2018 e 2019 Municipio Leni

È stato quindi creato un modello per rappresentare il profilo mensile dei consumi del Municipio basato su tre principali contributi: climatizzazione, illuminazione e apparecchiature elettriche. Per tale analisi sono stati considerati i seguenti parametri: orari di apertura degli uffici [53], caratteristiche dell'edificio (trasmittanza termica elementi opachi e trasparenti, superficie e volume riscaldato, numero di stanze), zona climatica, gradi giorno, impianti di climatizzazione (numerosità, potenza, COP).

Tabella 25- Parametri e variabili consumi Municipali

Parametri Municipio		Orari uffici	
Zona Climatica	B	Lunedì	8-13 15-18
Gradi-giorno	707	Martedì	8-13
Volume riscaldato	2100 m ³	Mercoledì	8-13 15-18
Superficie riscaldata	300 m ²	Giovedì	8-13
Superfici opache	Muratura (U=1,8 W/m ² K)	Venerdì	8-13
Superfici trasparenti	Vetri singoli (U=2,8 W/m ² K)	Sabato/domenica	-
Climatizzazione	n°10 P.d.C. aria-aria (COP=3,2)		

Tabella 26- Modellazione profilo consumi Municipio

	T media mensile [°C]	ΔT	gg	gg feriali	gg semi-feriali	Illuminazione [kWh]	Apparecchiature elettriche [kWh]	Climatizzazione [kWh]	Consumi TOT [kWh]	Media 2018/2019	Errore relativo
Gennaio	11,5	8,5	31	6	11	142,1	206,0	965,3	1313,39	1353,35	3%
Febbraio	11,5	8,5	28	8	12	171,1	248,0	1027,7	1446,77	1462,6	1%
Marzo	13	6	31	7	11	153,2	222,0	649,4	1024,53	671,25	53%
Aprile	15	5	30	7	12	160,1	232,0	507,0	899,08	920,85	2%
Maggio	19,5	0	31	8	11	164,2	238,0	0,0	402,22	479,55	16%
Giugno	23	0	30	9	12	182,2	264,0	0,0	446,16	586,15	24%
Luglio	26,5	6,5	31	8	12	171,1	248,0	785,9	1204,97	1084,55	11%
Agosto	26,5	6,5	31	7	9	139,4	202,0	689,3	1030,705	1077,45	4%
Settembre	23,5	1,5	30	8	12	171,1	248,0	181,4	600,47	550,4	9%
Ottobre	20	0	31	8	12	171,1	248,0	0,0	419,12	500,8	16%
Novembre	16	0	30	7	12	160,1	232,0	156,0	548,08	474,35	16%
Dicembre	13,5	6,5	31	6	9	128,3	186,0	589,4	903,7275	1084,3	17%

Ad eccezione del mese di marzo, il modello costruito segue l'andamento dei dati mensili misurati. Il consumo annuo di energia elettrica del Municipio ricavato dal modello è di 10,24 MWh.

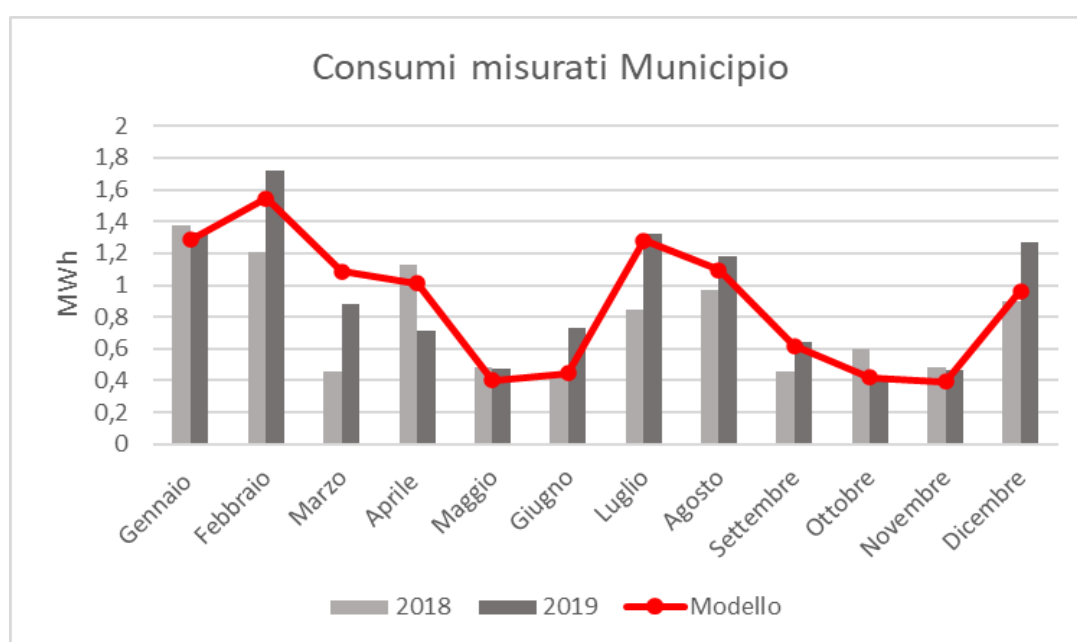


Figura 59 - Confronto consumi reali e modello Municipio

Dal modello mensile è stato quindi costruito il profilo di consumo orario del municipio tenendo in considerazione gli orari effettivi di apertura degli uffici. Sono stati quindi costruiti tre profili giornalieri riferiti a giornate feriali, semi-feriali e festive.

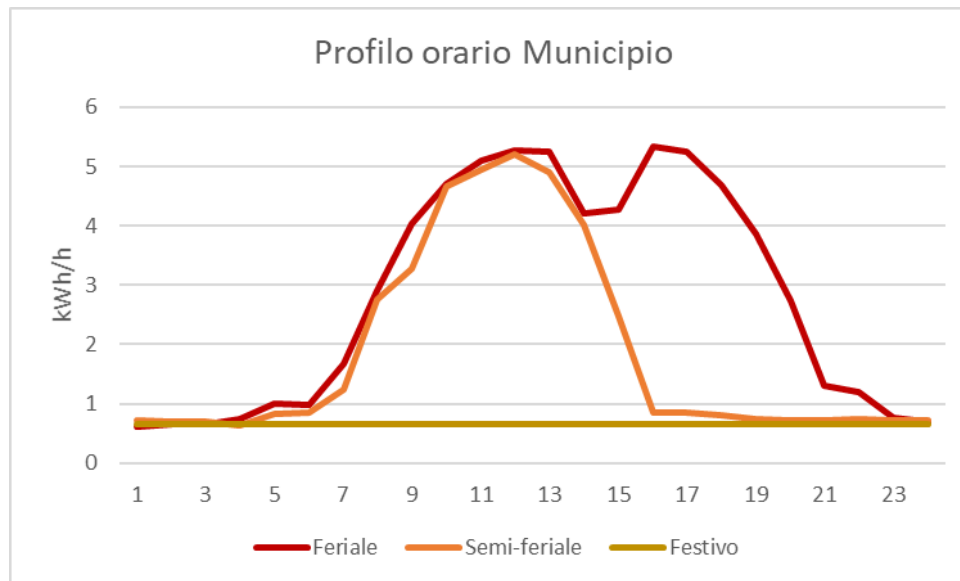


Figura 60- Modello di consumo orario Municipio

- Scuola materna

Anche la scuola materna di Leni si trova in via Libertà; dal sito “Scuola in chiaro” del ministero dell’istruzione è possibile vedere che attualmente sono registrati 23 alunni divisi in 5 classi. [54]



Figura 61- Vista Scuola Materna Leni (elaborazione personale fonte Google Maps)

Per quanto riguarda i consumi annuali, come per il Municipio, è stato possibile avere accesso ai dati delle bollette degli anni 2018 e 2019. I profili mensili dei due anni sono pressoché uguali, ad eccezione del mese di marzo in cui il valore di consumo del 2019 è circa la metà rispetto al valore misurato nel 2018. Durante i mesi estivi, con la chiusura delle attività didattiche, i consumi diminuiscono significativamente.

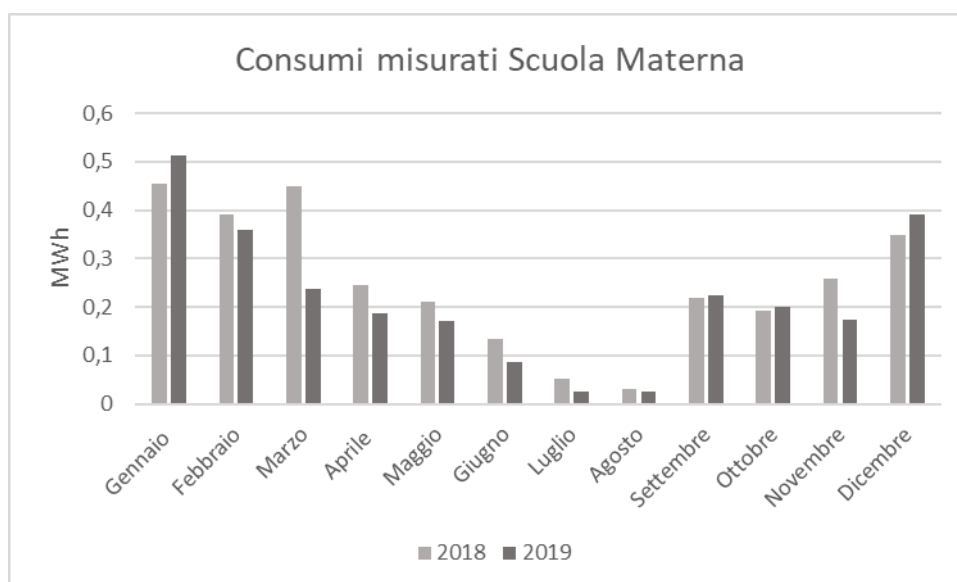


Figura 62- Profilo mensile consumi del 2018 e 2019 Scuola Materna

Il modello mensile per la scuola materna è stato creato in modo analogo al profilo municipale. Le attività didattiche vengono erogate 6 giorni a settimana per 5 ore al giorno, dalle 8 alle 13.

Tabella 27- Parametri Scuola Materna Leni

Parametri Scuola Materna	
Zona Climatica	B
Gradi-giorno	707
Volume riscaldato	280 m ³
Superficie riscaldata	80 m ²
Superfici opache	Muratura (U=1,8 W/m ² K)
Superfici trasparenti	Vetri singoli (U=2,8 W/m ² K)
Climatizzazione	n°2 P.d.C. aria-aria (COP=3,2)

Tabella 28- Modellazione profilo consumi Scuola Materna

	T media mensile [°C]	ΔT	gg	gg feriali	Illuminazione [kWh]	Ausiliari elettrici [kWh]	Climatizzazione [kWh]	Consumi TOT [kWh]	Media 2018/2019	Errore relativo
Gennaio	11,5	8,5	31	25	187,5	20	276,25	483,75	483,05	0%
Febbraio	11,5	8,5	28	24	179,1484	18,34839	185,64	383,1368	375,2	2%
Marzo	13	7	31	26	194,4	20,2	118,3	332,9	343	3%
Aprile	15	5	30	21	159,4161	18,71613	27,3	205,4323	216,65	5%
Maggio	19,5	0,5	31	23	173,7	19,6	0	193,3	190,45	1%
Giugno	23	3	30	12	97,31613	16,91613	0	114,2323	110,25	4%
Luglio	26,5	6,5	31	5	34,5	1	0	35,5	38,95	9%
Agosto	26,5	6,5	31	5	27,6	0,8	0	28,4	28,95	2%
Settembre	23,5	3,5	30	21	159,4161	18,71613	47,775	225,9073	221,9	2%
Ottobre	20	0	31	25	187,5	20	0	207,5	196,15	6%
Novembre	16	4	30	24	180,1161	19,31613	49,92	249,3523	216,35	15%
Dicembre	13,5	6,5	31	18	139,2	18,6	152,1	309,9	369,55	16%

Il modello così creato segue l'andamento dei consumi misurati. Il valore annuale di consumo elettrico desunto dal modello è di 2,77 MWh.

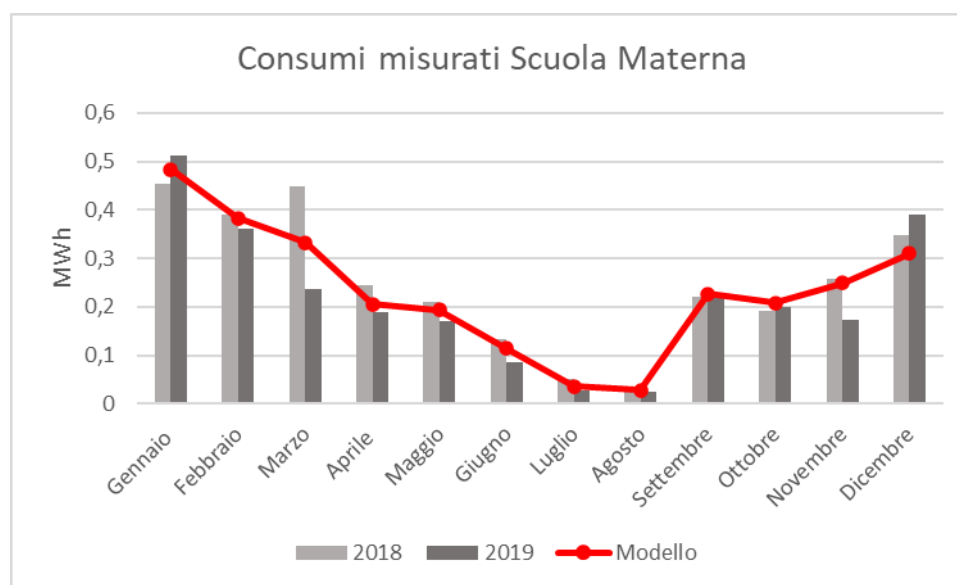


Figura 63 - Confronto consumi reali e modello Scuola Materna

Successivamente è stato costruito il profilo orario di consumo elettrico della Scuola Materna per una giornata feriale e festiva.

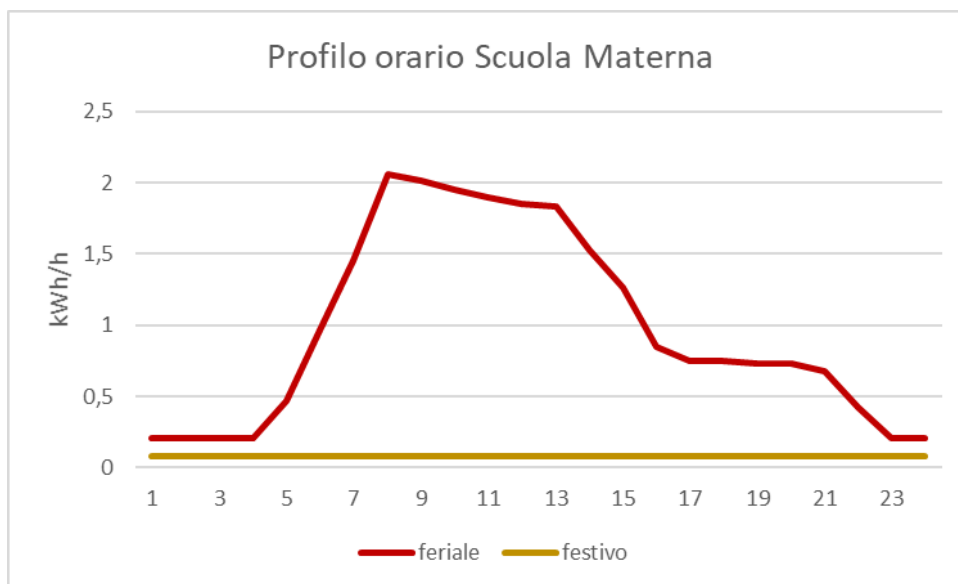


Figura 64- Modello consumo orario Scuola Materna

- Utenze domestiche

In ultimo è stato valutato il profilo di consumo di un'utenza domestica tipo. In mancanza di dati reali da cui attingere, è stato costruito un modello basato su dati di consumi aggregati, dati statistici e profili di consumo riferiti ad utenze similari.

Per prima cosa è stato esaminato il profilo di consumi associato agli usi domestici in bassa tensione dell'intero comune di Leni, fornito dal distributore locale. Tale dato include sia i consumi residenziali stabili che quelli stagionali; per discriminare i due profili è stato utilizzando l'andamento degli arrivi e delle presenze fornito dall'Osservatorio Turistico Regione Sicilia.

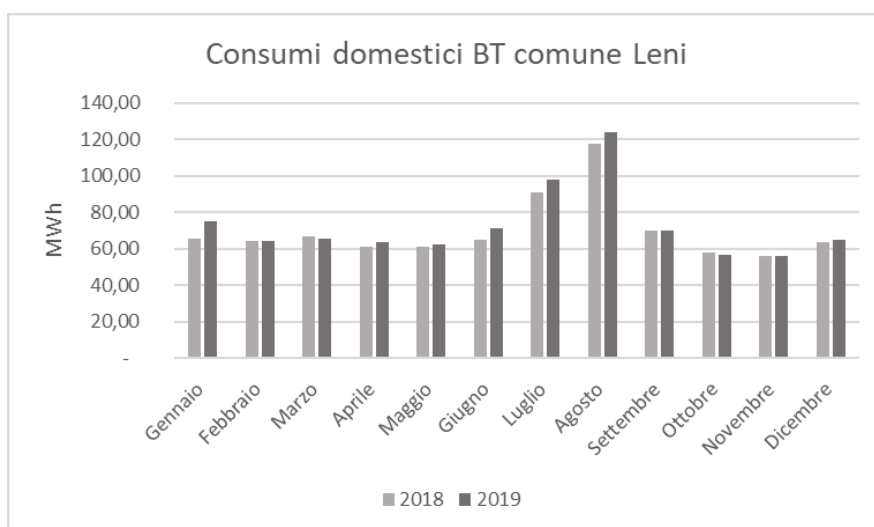


Figura 65- Profilo mensile consumi domestici BT comune di Leni

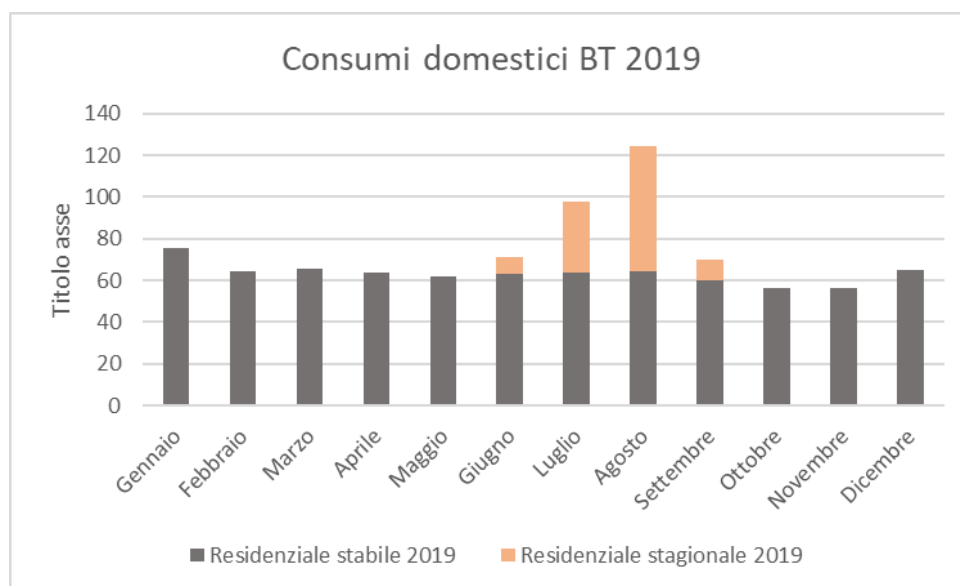


Figura 66- Profilo consumi domestici BT residenziale stabile e stagionale 2019

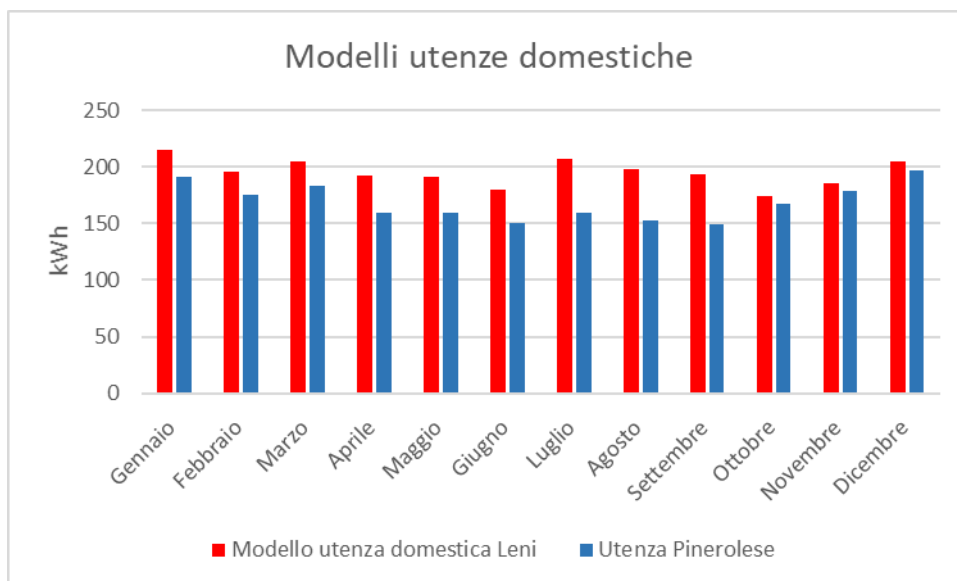
Il passo successivo è stato quello di determinare il numero di utenze residenziali stabili nel comune di Leni. Anche in questo caso, tale dato è stato reperito grazie alle statistiche fornite da ISTAT riferiti al censimento del 2011.

Tabella 29- Dati numerosità famiglie [fonte ISTAT]

Anno di Censimento	2011						
Tipo dato	numero di famiglie (valori assoluti)						
Numero di componenti	1	2	3	4	5	6 e più	totale
Leni	148	66	51	36	12	8	321

In questo modo è stato possibile ottenere il profilo mensile di consumo elettrico di un’utenza residenziale tipica del comune di Leni. Questo profilo fa riferimento ad una famiglia “tipo” formata da 2,15 componenti. Il modello così ottenuto è stato paragonato con quello di un’utenza domestica del Pinerolese, comune montano in provincia di Torino, caratterizzato dallo stesso numero di componenti per famiglia; la distribuzione mensile dell’utenza Pinerolese è stata ricavata dallo studio di 3608 attestati di prestazione energetica (APE). Il confronto dei due profili evidenzia che nonostante il comune di Leni si trovi nella zona climatica B, i consumi elettrici risultano superiori a quelli di un’utenza appartenente alla zona climatica E. Questa criticità è legata al fatto che gran parte dei consumi elettrici domestici nelle isole minori è associata alla produzione di acqua calda sanitaria per mezzo di boiler elettrici. Un’altra differenza nei due profili è l’aumento dei consumi durante i mesi estivi associato al raffrescamento, mancante nel caso dell’utenza montana.

Tabella 30- Modelli utenze domestiche isolana e montana a confronto



Infine, è stato costruito il profilo orario dell'utenza domestica, utilizzando una ripartizione dei consumi fornita da ACEA su un campione di 378 utenze. Tale profilo orario si differenzia in base alla stagione (inverno, estate, mezza stagione) ed al giorno settimanale considerato (lunedì, altri feriali, festivi).

Tabella 31- Profilo orario utenze domestiche (ACEA)

stagione giorno	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
inverno lunedì	0,159	0,131	0,112	0,104	0,108	0,115	0,154	0,222	0,211	0,190	0,176	0,174	0,193	0,193	0,221	0,206	0,202	0,221	0,270	0,350	0,355	0,332	0,308	0,235
inverno mar-ven	0,192	0,135	0,108	0,103	0,098	0,113	0,154	0,219	0,213	0,176	0,196	0,168	0,208	0,201	0,200	0,197	0,198	0,231	0,287	0,357	0,353	0,331	0,278	0,209
inverno sab-dom	0,179	0,150	0,126	0,116	0,110	0,109	0,111	0,130	0,167	0,222	0,266	0,281	0,294	0,278	0,251	0,251	0,227	0,269	0,291	0,354	0,348	0,321	0,272	0,225
mezza lunedì	0,145	0,115	0,097	0,093	0,084	0,087	0,137	0,187	0,175	0,172	0,162	0,155	0,163	0,178	0,164	0,163	0,156	0,157	0,173	0,264	0,310	0,312	0,283	0,204
mezza mar-ven	0,164	0,110	0,097	0,085	0,084	0,090	0,122	0,187	0,171	0,157	0,149	0,155	0,144	0,164	0,157	0,149	0,148	0,149	0,189	0,319	0,334	0,315	0,284	0,205
mezza sab-dom	0,156	0,134	0,106	0,093	0,089	0,090	0,100	0,125	0,166	0,198	0,242	0,241	0,252	0,284	0,254	0,240	0,231	0,220	0,237	0,254	0,285	0,287	0,269	0,226
estate lunedì	0,150	0,118	0,104	0,098	0,092	0,095	0,114	0,154	0,150	0,163	0,170	0,158	0,150	0,165	0,174	0,176	0,176	0,183	0,212	0,279	0,308	0,282	0,246	0,202
estate mar-ven	0,166	0,134	0,111	0,102	0,102	0,098	0,125	0,166	0,153	0,168	0,158	0,157	0,158	0,174	0,194	0,185	0,162	0,185	0,209	0,252	0,256	0,267	0,263	0,211
estate sab-dom	0,162	0,122	0,110	0,102	0,096	0,099	0,102	0,118	0,148	0,165	0,178	0,195	0,220	0,220	0,187	0,195	0,193	0,183	0,194	0,219	0,244	0,260	0,237	0,194

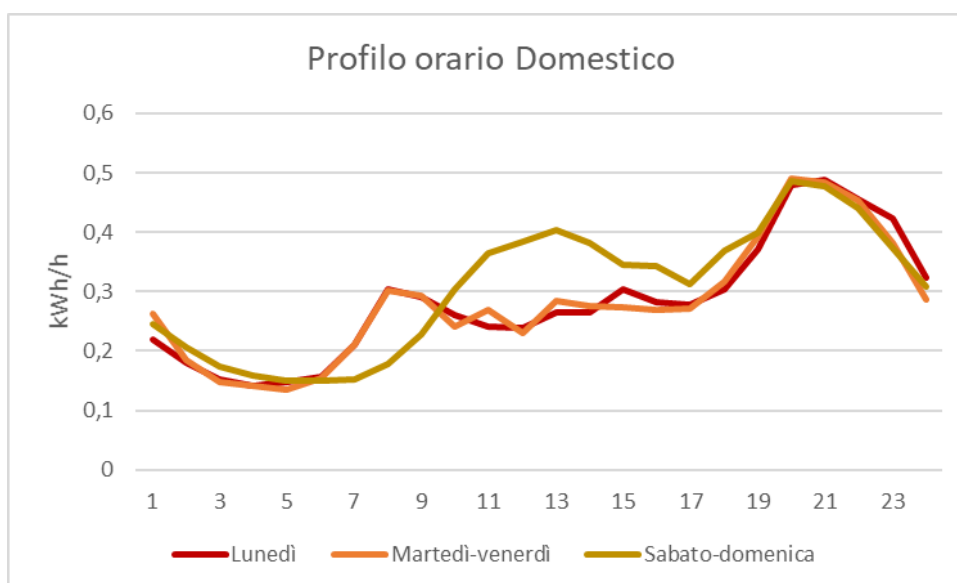


Figura 67- Profilo orario domestico Leni

Profili di produzione

- Municipio

La valutazione dei profili di produzione parte dall'analisi della superficie disponibile per l'installazione dei pannelli fotovoltaici. La copertura superiore dell'edificio comunale ha un'estensione di 171 m², in tale spazio sono già presenti le unità esterne delle pompe di calore che occupano circa il 2% della superficie. È stata ipotizzata l'installazione di pannelli da 230 W, dimensioni 1 x 1,7 m, con inclinazione nulla in modo da preservare il valore paesaggistico e architettonico del centro comunale. Il numero di pannelli complessivamente considerati è 65 con una corrispondente potenza di 14,95 kW, la superficie utilizzata per l'installazione è pari al 64% di quella disponibile.



Figura 68- Vista dall'alto Municipio Leni (fonte: dx Google Maps sx ArcGIS)

I profili di produzione orari sono stati simulati grazie all'utilizzo del tool PVGIS. Come dati di input sono state inserite le coordinate del Municipio, i valori di inclinazione e azimuth, la potenza installata, la tipologia di pannello e le perdite del sistema. La produzione di energia elettrica annuale simulata dal tool è di 20,41 MWh, che corrisponde circa al doppio dei consumi del Municipio.

The screenshot shows the PVGIS web interface. On the left is a map of the Municipality of Leni with a yellow line indicating the location. The right side contains a form with the following details: Cursor coordinates (38.557, 14.824), Selection coordinates (38.555, 14.825), and Altitude (185 m). The 'Usare ombre locali' (Use local shadows) section is checked. The 'DATI RADIAZIONE ORARI' (Hourly Radiation Data) section shows the database as 'PVGIS-SARAH', the first and last years as '2015', and the installation type as 'Fisso' (Fixed). The 'Potenza FV' (FV Power) section shows a peak power of 14.95 kW and system losses of 14%. The 'Componenti di radiazione' (Radiation components) section is unchecked. At the bottom, there are buttons to download the data as 'csv' or 'json'.

Figura 69- PVGIS Municipio Leni [20]

- Scuola Materna

La copertura dell'edificio scolastico ha un'estensione di 82,7 m². Anche in questo caso è stata ipotizzata l'installazione di pannelli fotovoltaici con potenza pari a 230 W, dimensioni 1 x 1,7 m, per i motivi già visti l'installazione dei pannelli considerata è di tipo piano. Occupando una porzione pari al 45% della superficie disponibile, è possibile installare 22 pannelli per una potenza complessiva pari a 5,06 kW.

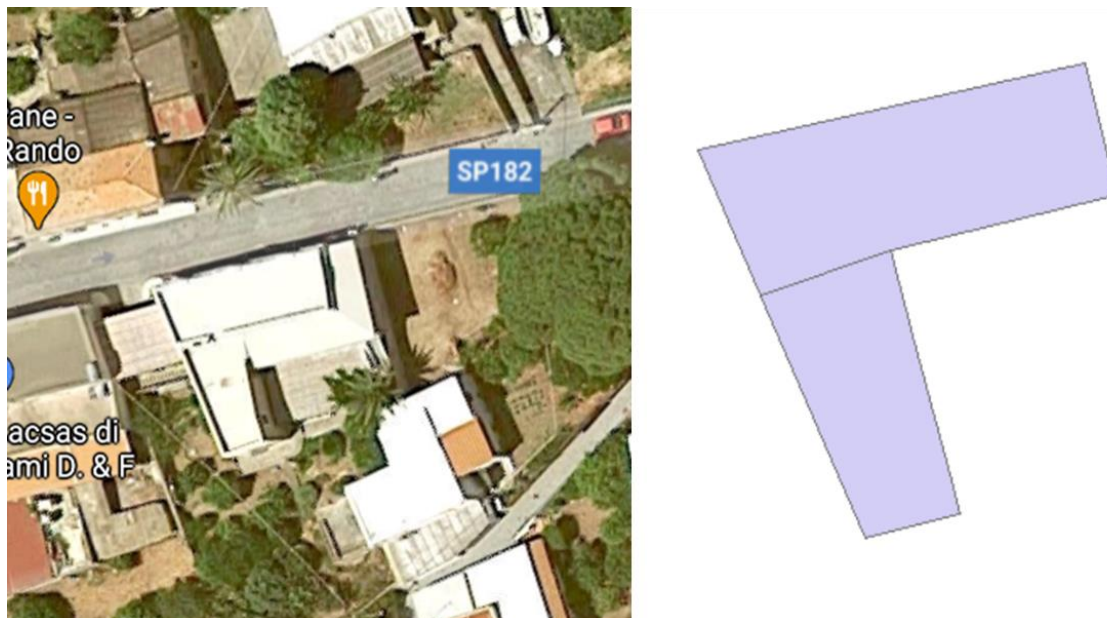


Figura 70- Vista dall'alto Scuola Materna (fonte: dx Google Maps, sx ArcGIS)

Analogamente al caso precedente, è stato simulato il profilo orario di un anno completo utilizzando il tool PVGIS. Il valore della produzione di energia elettrica complessivamente prodotta nell'anno di riferimento è di 6,85 MWh, due volte e mezzo superiore ai consumi della scuola materna.

Figura 71- PVGIS Scuola Materna [20]

Scenari

Di seguito vengono analizzati 3 configurazioni di CER:

Scenario 1: La prima Comunità Energetica rinnovabile esaminata rappresenta la configurazione minima realizzabile, quindi composta da due sole utenze: Municipio e Scuola Materna. Tale scenario viene esaminato al fine di poter eseguire un confronto tra le due forme di incentivazione: quella prevista dal decreto Milleproroghe e quella definita dal decreto Isole Minori.

Scenario 2: Il secondo scenario prevede la partecipazione alla CER di utenze residenziali considerate come soggetti unicamente consumatori. In funzione del numero di utenze domestiche, è stata individuata la configurazione ottimale in modo da massimizzare gli indici di performance, in particolare l'indice di autoconsumo.

Scenario 3: L'ultimo scenario considera, oltre alla partecipazione dei soggetti già citati (municipio, scuola materna e utenze residenziali), l'istallazione di sistemi di accumulo elettrico.

Scenario 1

Il primo scenario prevede la partecipazione di due utenze nel ruolo di prosumer, il Municipio, in cui è ipotizzata l'istallazione di un impianto fotovoltaico di 15 kW, e la Scuola Materna in cui è stato considerato un impianto fotovoltaico da 5 kW. Nel complesso la Comunità energetica rinnovabile così definita è caratterizzata da una produzione fotovoltaica con potenza di picco pari a 20 kW.

I profili di consumo delle due utenze considerate hanno diverse analogie, essendo edifici pubblici i consumi sono concentrati durante le ore diurne dei giorni feriali, mentre nei giorni festivi e nelle ore serali tali edifici non vengono utilizzati.

Il bilancio orario tra produzione e consumi è stato eseguito andando a valutare per prima cosa la quota di energia autoconsumata istantaneamente dalle due utenze, la quota in eccesso immessa in rete, la quota non coperta dall'autoproduzione, quindi la quota condivisa con le altre utenze della comunità. Di seguito viene riportata a titolo di esempio la tabella contenente i valori di energia riferiti alla giornata del 16 gennaio.

Tabella 32 – Valori energetici per un giorno tipo S_1 (parte 1)

16 gennaio	CONSUMI			PRODUZIONE			AUTOCONSUMO ISTANTANEO		
	Municipio	Scuola Materna	TOT	Municipio	Scuola Materna	TOT	Municipio	Scuola Materna	TOT
00:10	0,71	0,21	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01:10	0,69	0,21	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02:10	0,69	0,21	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03:10	0,64	0,21	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04:10	0,84	0,47	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05:10	0,85	0,96	1,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06:10	1,24	1,45	2,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07:10	2,75	2,06	4,81	0,47	0,16	0,63	0,47	0,16	0,63
08:10	3,28	2,02	5,29	3,01	1,00	4,02	3,01	1,00	4,02
09:10	4,67	1,95	6,61	4,88	1,63	6,51	4,67	1,63	6,30
10:10	4,93	1,90	6,83	5,95	1,98	7,93	4,93	1,90	6,83
11:10	5,19	1,85	7,04	5,51	1,84	7,35	5,19	1,84	7,03
12:10	4,89	1,83	6,72	5,03	1,68	6,71	4,89	1,68	6,57
13:10	4,02	1,52	5,54	3,99	1,33	5,32	3,99	1,33	5,32
14:10	2,47	1,27	3,74	2,95	0,98	3,94	2,47	0,98	3,45
15:10	0,85	0,84	1,70	0,83	0,28	1,11	0,83	0,28	1,11
16:10	0,85	0,75	1,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:10	0,80	0,75	1,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:10	0,75	0,73	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:10	0,72	0,73	1,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:10	0,72	0,68	1,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:10	0,73	0,42	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:10	0,71	0,21	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:10	0,71	0,21	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 33- Valori energetici per un giorno tipo S_1 (parte 2)

IMMESSA IN RETE			NON COPERTA			CONDIVISA		
Municipio	Scuola Materna	TOT	Municipio	Scuola Materna	TOT	Municipio	Scuola Materna	TOT
0,00	0,00	0,00	0,71	0,21	0,92	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,69	0,21	0,90	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,69	0,21	0,90	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,64	0,21	0,85	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,84	0,47	1,30	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,85	0,96	1,81	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	1,24	1,45	2,69	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	2,28	1,91	4,18	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,26	1,01	1,27	0	0,00	0,00
0,21	0,00	0,21	0,00	0,32	0,32	0	0,21	0,21
1,02	0,08	1,10	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00
0,32	0,00	0,32	0,00	0,01	0,01	0	0,01	0,01
0,14	0,00	0,14	0,00	0,15	0,15	0	0,14	0,14
0,00	0,00	0,00	0,03	0,19	0,22	0	0,00	0,00
0,48	0,00	0,48	0,00	0,28	0,28	0	0,28	0,28
0,00	0,00	0,00	0,02	0,57	0,59	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,85	0,75	1,60	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,80	0,75	1,55	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,75	0,73	1,47	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,72	0,73	1,45	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,72	0,68	1,40	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,73	0,42	1,15	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,71	0,21	0,92	0	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,71	0,21	0,92	0	0,00	0,00

Sono stati analizzati quattro giorni tipo stagionali* al fine di visualizzare le curve di carico e di produzione nelle diverse stagioni: per l'inverno il giorno tipo considerato è il 16 gennaio, per la primavera il 15 aprile, per l'estate il 17 agosto e per l'autunno il 16 novembre. In tali giorni tipo sono stati valutati i profili di consumo e produzione sia per i singoli utenti, sia per la configurazione di CER. Risulta evidente che nelle ore di produzione degli impianti fotovoltaici entrambe le utenze soddisfano il proprio fabbisogno elettrico grazie all'autoconsumo istantaneo. Non essendoci altri carichi connessi alla comunità, l'energia prodotta in eccesso verrà immessa in rete e solo una minima quota verrà condivisa.

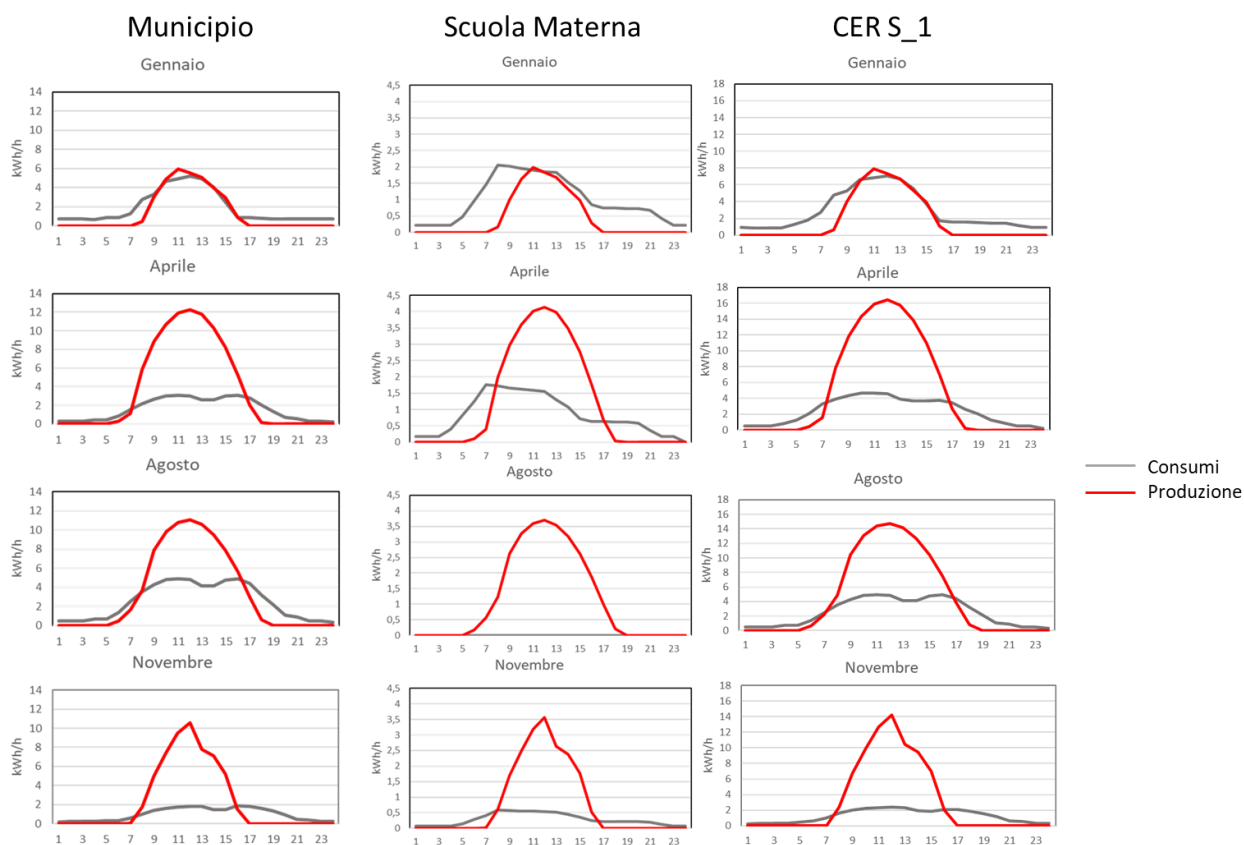


Figura 72 – Profili giorni tipo stagionali C/P S_1

La configurazione di CER analizzata è caratterizzata da un elevato valore di autosufficienza. Per l'anno in esame l'IAS è pari a 62%, tale valore risulta credibile poiché i consumi delle due utenze sono concentrati prevalentemente nelle ore diurne, che coincidono con quelle di produzione. L'indice di autoconsumo invece risulta basso, intorno al 30%, questo perché, come già visto, la produzione dei due impianti supera largamente i consumi. Analizzando gli indicatori per i giorni caratteristici riferiti alle diverse stagioni, è possibile vedere che per alcune giornate invernali, in cui la produzione di energia elettrica risulta più bassa, il valore di IAC aumenta, l'indice di autosufficienza invece ha valori più elevati nei giorni di mezza stagione, quando il contributo del carico legato agli impianti di climatizzazione è assente.

* Giorni tipo individuati nella norma INU standard 10349-1 per l'anno 2016, laddove tali giorni risultano festivi sono stati selezionati i giorni immediatamente successivi o precedenti.

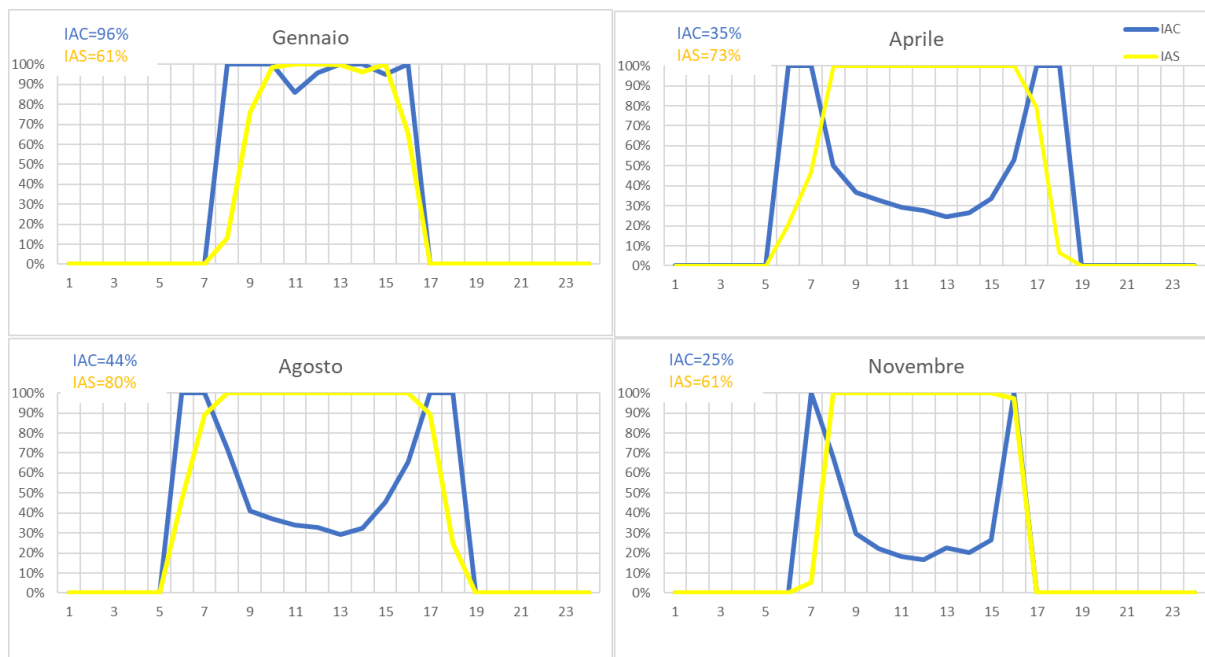


Figura 73 - Indici di performance giorni tipo stagionali S_1

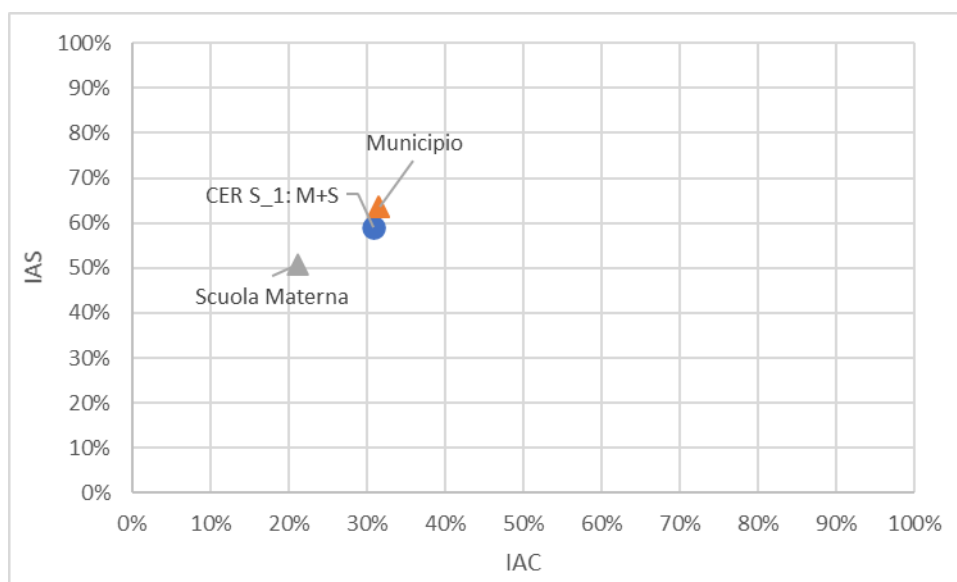


Figura 74- Indici di performance annuali S_1

Questo scenario è stato analizzato per poter fare un confronto in termini di ricavi economici tra le incentivazioni previste dall'articolo 42-bis del D.L. 30 dicembre 2019 n. 162 (Milleproroghe) e quelle previste dal D.M. 14/02/2017 (Decreto Isole Minori).

Le due forme di incentivazione risultano molto diverse tra loro; la prima premia maggiormente l'energia condivisa, la seconda l'energia immessa in rete. Visto che in questo caso l'energia condivisa è quasi nulla, rappresenta lo 0,7% della produzione e l'1% dei consumi, i ricavi previsti dal decreto Milleproroghe su tale quota di energia risultano irrilevanti; la maggior parte dei ricavi nella configurazione di CER deriva dal mancato costo in bolletta dell'energia autoconsumata e dalla vendita dell'energia prodotta in eccesso; per un ricavo totale annuo di 3524,80 €. In questo caso la remunerazione prevista dal decreto "Isole Minori" risulta più vantaggiosa; nella seguente tabella sono riportati i valori riferiti alle due

meccanismi di incentivazione previste dal decreto (tariffa fissa e tariffa variabile); in entrambi i casi la somma dei ricavi percepiti dalle due utenze risulta superiore ai ricavi associati alla configurazione CER S_1.

Tabella 34 - Confronto ricavi CER S_1

Ricavi CER_S1 (D.L. 30/12/2019)	Ricavi Municipio (D.M. 14/02/2017)	Ricavi Scuola Materna (D.M 14/02/2017)
• Restituzione componente tariffarie 1,56 € • Incentivazione energia condivisa 20,83 € • Retribuzione energia immessa in rete 969,83 € • Mancato costo energia autoconsumata 2532,58 € • TOT ricavi* 3524,80 €	• Feed in tariff 2326,95 - 2475,70 € • Feed in premium 385,45 - 300 € • TOT ricavi 2712,41 - 2776 €	• Feed in tariff 894,5 - 1036,80 € • Feed in premium 85,87 - 88,24 € • TOT ricavi 980,40 - 1125 €
*Da ripartire tra i due soggetti		

L'analisi costi-benefici dei due meccanismi è stata eseguita considerando tra le voci di costo: l'investimento iniziale legato al costo dell'impianto, in cui sono incluse le apparecchiature ausiliarie ed il costo d'installazione, valutato pari a 2000 €/kW [55]; i costi operativi annuali associati alla manutenzione dell'impianto considerati pari al 1% del costo d'impianto [56]. Sull'investimento iniziale è stata applicata la detrazione fiscale del 50% prevista dal Ecobonus 2021 (legge di bilancio 2021). Le voci di ricavo sono associate alle due forme di incentivazione precedentemente calcolate, entrambe di durata pari a 20 anni. Nel calcolo dei flussi di cassa è stata utilizzata l'ipotesi per cui i ricavi si mantenessero fissi per tutto il periodo di validità degli incentivi, così come sono state considerate costanti le prestazioni degli impianti fotovoltaici. Calcolando i tempi di ritorno dell'investimento (PBT payback time), i due scenari risultano molto simili: nella configurazione di CER il PBT è di 6 anni e 3 mesi; mentre sia per l'utenza municipale che per quella scolastica, accedendo singolarmente agli incentivi del decreto "isole minori", il PBT è di 6 anni e un mese.

Tabella 35 - Costi/ricavi S_1

	CER	Municipio	Scuola Materna
Costo investimento [€]	40000	30000	10000
Costi operativi [€]	400	300	100
Ricavi [€]	3524,8	2740	1050
PBT [anni]	6,20	6,06	6,06

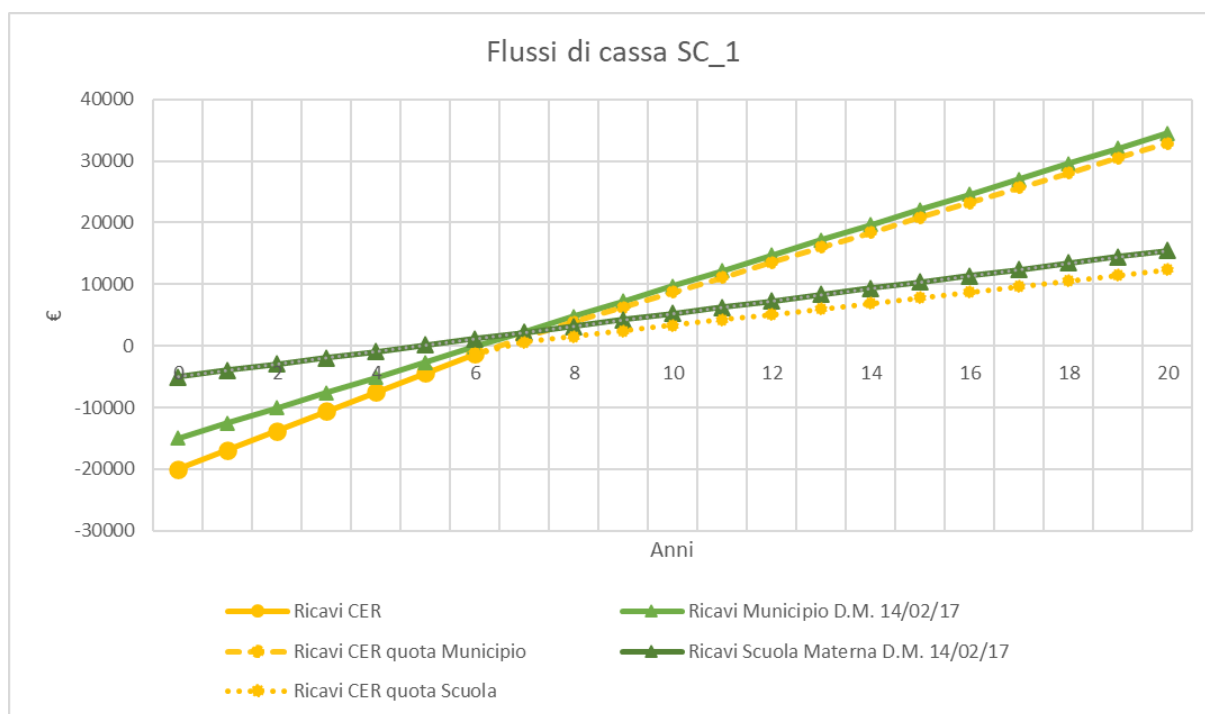


Figura 75 - Grafico flussi di cassa S_1

Tabella 36 - Flussi di cassa S_1

Flussi di cassa SC_1			
Anni	CER tot	Municipio	Scuola materna
0	-20000	-15000	-5000
1	-16875,2	-12560	-4050
2	-13750,4	-10120	-3100
3	-10625,6	-7680	-2150
4	-7500,8	-5240	-1200
5	-4376	-2800	-250
6	-1251,2	-360	700
7	1873,6	2080	1650
8	4998,4	4520	2600
9	8123,2	6960	3550
10	11248	9400	4500
11	14372,8	11840	5450
12	17497,6	14280	6400
13	20622,4	16720	7350
14	23747,2	19160	8300
15	26872	21600	9250
16	29996,8	24040	10200
17	33121,6	26480	11150
18	36246,4	28920	12100
19	39371,2	31360	13050
20	42496	33800	14000

Scenario 2

La seconda configurazione di comunità energetica rinnovabile è composta da Municipio e Scuola Materna come prosumer, e 5 utenze domestiche* con il ruolo di semplici consumatori. I profili di consumo delle utenze residenziali risultano complementari rispetto a quelli degli uffici e della scuola. Si hanno picchi durante l'orario di pranzo, quando negli uffici vi è invece un calo del fabbisogno, e nei giorni festivi. Le utenze residenziali però registrano gran parte dei propri consumi nelle ore serali, quando la produzione da fotovoltaico è nulla. Rispetto al caso precedente il consumo totale della CER è aumentato quasi del doppio, mentre la produzione è rimasta la stessa non avendo cambiato la configurazione degli impianti installati. Valutando in dettaglio i giorni di riferimento per le quattro stagioni emerge che, ad eccezione di qualche giornata invernale in cui la produzione risulta inferiore al carico, anche in questo caso nelle ore di maggior irraggiamento solare vi è un eccesso di produzione significativo.

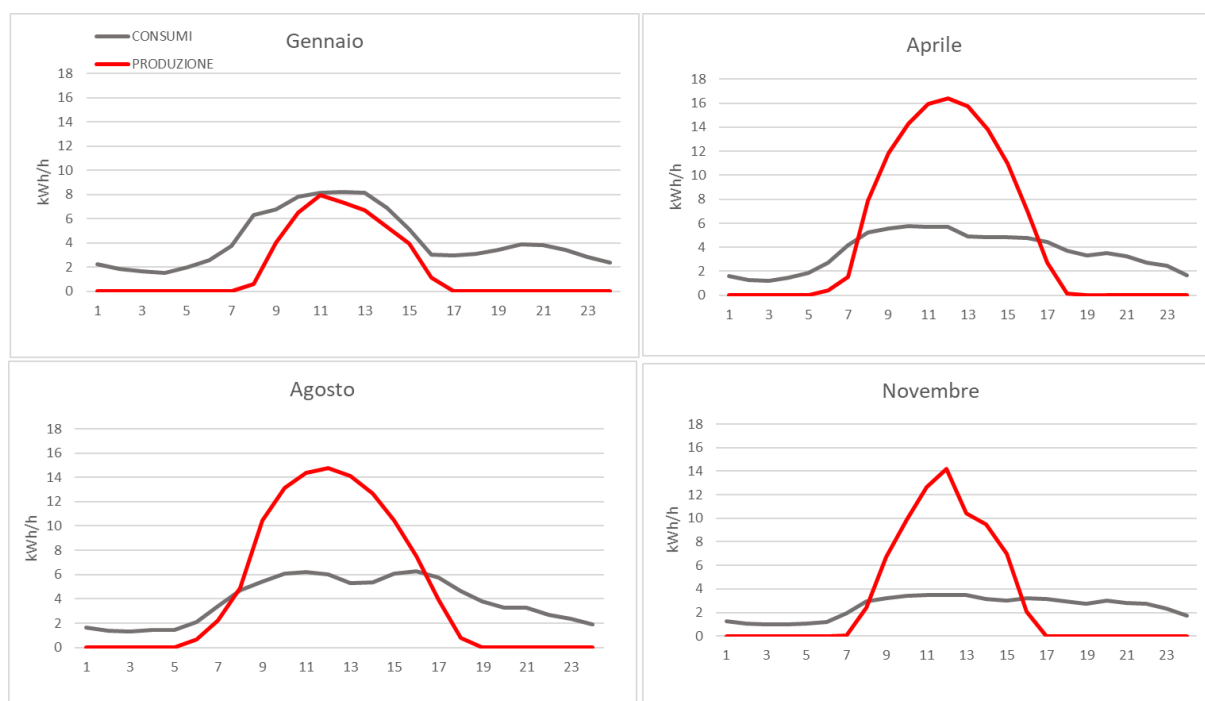


Figura 76 - Profili C/P S_2

Il bilancio orario dell'anno analizzato per questa seconda configurazione di CER ha mostrato una diminuzione dell'indice di autosufficienza, che in questo caso è pari al 48%, ciò vuol dire che circa la metà dei consumi della comunità è soddisfatta dalla produzione fotovoltaica mentre la restante parte viene prelevata dalla rete dell'isola. L'indice di autoconsumo invece aumenta arrivando al 44%. Guardando con maggiore dettaglio i valori che gli indici acquistano nei giorni di riferimento delle diverse stagioni, emerge che l'indice di autosufficienza (IAS) risulti maggiore nei mesi primaverili ed estivi, ciò è legato all'aumento delle ore di luce e quindi un corrispettivo aumento di produzione. L'indice di autoconsumo al

* Le utenze domestiche considerate seguono il profilo di consumo modellizzato in precedenza, senza considerare quindi variazioni in funzione del numero di componenti del nucleo familiare.

contrario ha valori elevati durante le giornate invernali, raggiungendo il massimo ogni qualvolta la produzione risulta inferiore ai consumi.

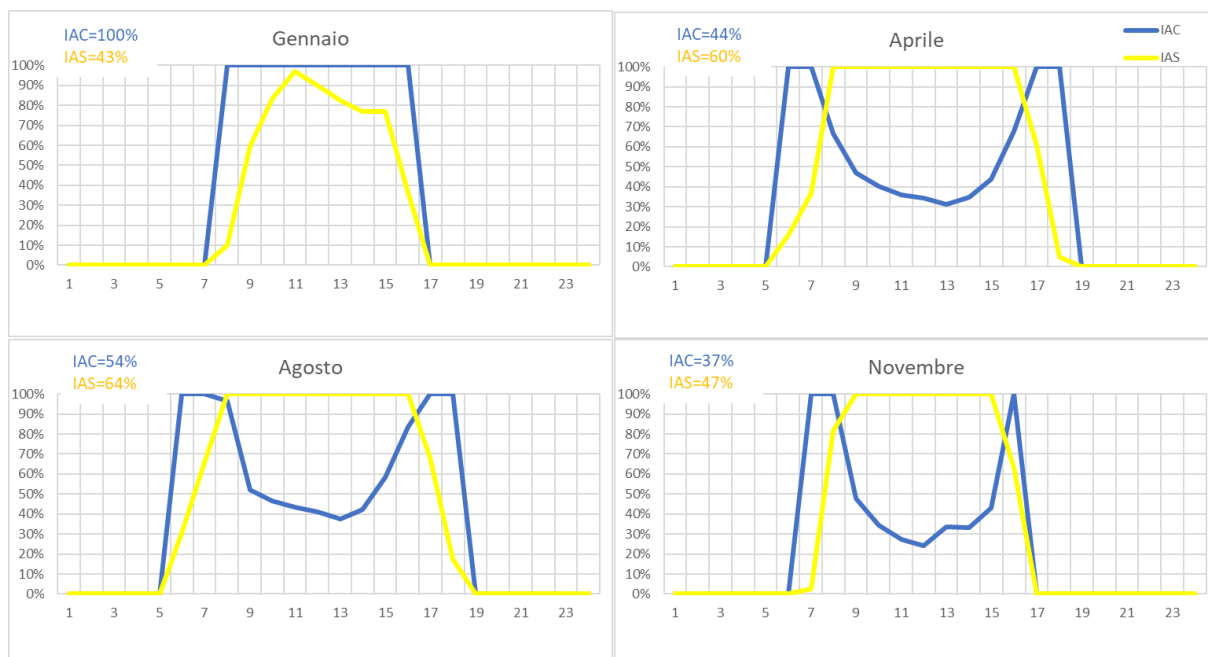


Figura 77 - Indici di performance giorni tipo stagionali S₂

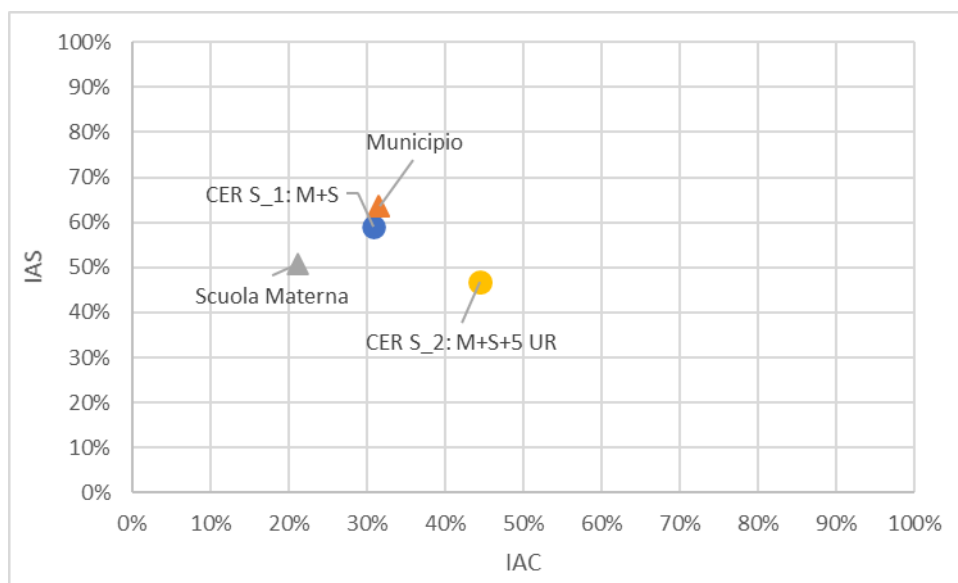


Figura 78 - Indici di performace annuali S₂

L'analisi economica di questo secondo scenario risulta più interessante del caso precedente. Avendo aggiunto 5 utenze residenziali, l'energia condivisa da questa configurazione in un anno è pari a circa 4000 kWh. Su tale quota vengono erogati gli incentivi previsti dal decreto Milleproroghe che in questo caso ammontano a circa 475 €/anno.

Tabella 37- Ricavi S 2

Ricavi CER_S1 (D.L. 30/12/2019)	Ricavi Municipio (D.M. 14/02/2017)	Ricavi Scuola Materna (D.M 14/02/2017)
• Restituzione componente tariffarie* 33 € • Incentivazione energia condivisa* 441,60 € • Retribuzione energia immessa in rete 969,83 € • Mancato costo energia autoconsumata 2532,58 € • TOT ricavi 3977 €	• Feed in tariff 2326,95 - 2475,70 € • Feed in premium 385,45 - 300 € • TOT ricavi 2712,41 - 2776 €	• Feed in tariff 894,5 - 1036,80 € • Feed in premium 85,87 - 88,24 € • TOT ricavi 980,40 - 1125 €

*Da ripartire tra i 7 soggetti

Nel calcolo del tempo di ritorno è stata fatta l'ipotesi che i ricavi ottenuti vengano usati per rientrare dall'investimento iniziale; raggiunto tale obiettivo i ricavi economici vengono ripartiti tra tutti gli utenti della CER. In tal modo il PBT risulta pari a 5 anni e 4 mesi, a seguito dei quali le utenze domestiche beneficeranno dei ricavi associati all'energia condivisa che ammontano a circa 70 €/anno per utenza.

Tabella 38- Costi/ricavi S 2

	CER	Municipio	Scuola Materna
Costo investimento [€]	40000	30000	10000
Costi operativi [€]	400	300	100
Ricavi [€]	3977	2740	1050
PBT [anni]	5,44	6,06	6,06

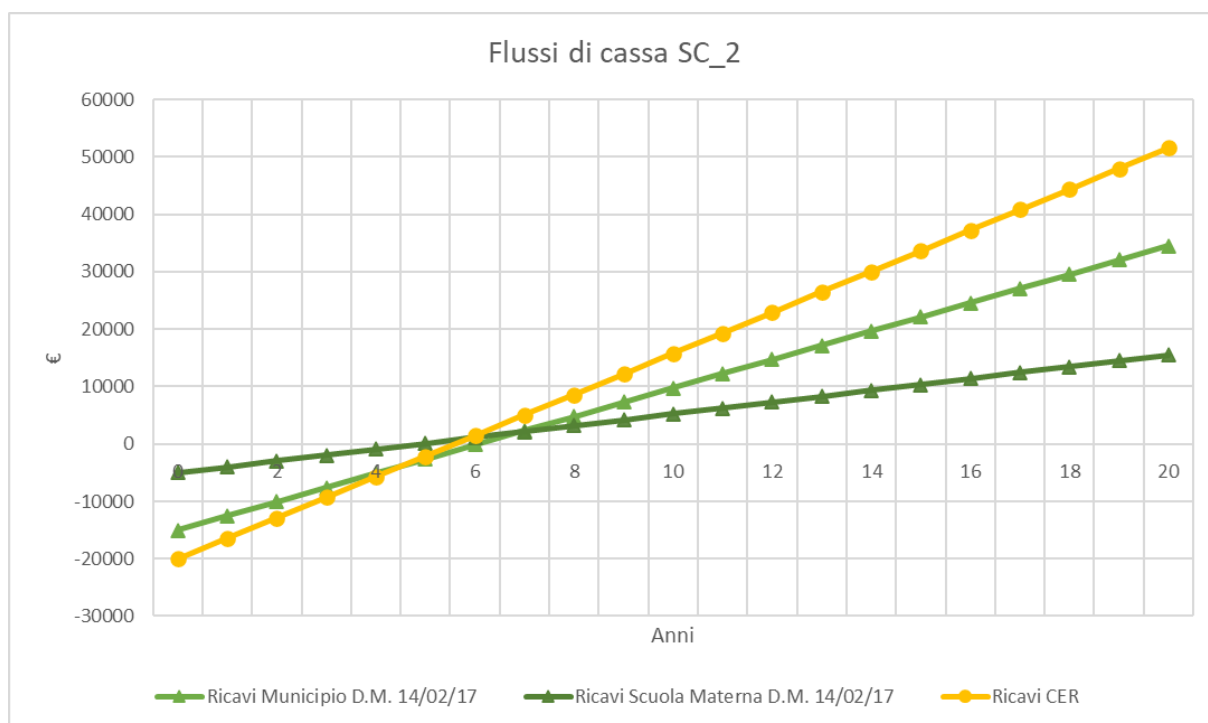


Figura 79- Grafico flussi di cassa S_2

Tabella 39- Flussi di cassa S_2

Flussi di cassa SC_2			
Anni	CER tot	Municipio	Scuola materna
0	-20000	-15000	-5000
1	-16423	-12560	-4050
2	-12846	-10120	-3100
3	-9269	-7680	-2150
4	-5692	-5240	-1200
5	-2115	-2800	-250
6	1462	-360	700
7	5039	2080	1650
8	8616	4520	2600
9	12193	6960	3550
10	15770	9400	4500
11	19347	11840	5450
12	22924	14280	6400
13	26501	16720	7350
14	30078	19160	8300
15	33655	21600	9250
16	37232	24040	10200
17	40809	26480	11150
18	44386	28920	12100
19	47963	31360	13050
20	51540	33800	14000

Risulta evidente che aumentando la quota di energia condivisa, aumentano i benefici economici. È stato quindi studiato quale sia il numero di utenze domestiche che permette il raggiungimento del IAC pari al 100%. Ciò equivale a dire che tutta la produzione da FV venga utilizzata ora per ora dalle diverse utenze. Tale obiettivo si raggiunge con la partecipazione alla CER di 50 utenze. Se da un lato l'indice di autoconsumo (IAC) viene massimizzato, d'altro lato l'indice di autosufficienza (IAS) diminuisce in modo significativo; ciò è dovuto al fatto che aumentando il numero di utenze aumenta anche la quota di consumi non coperti dall'impianto FER.

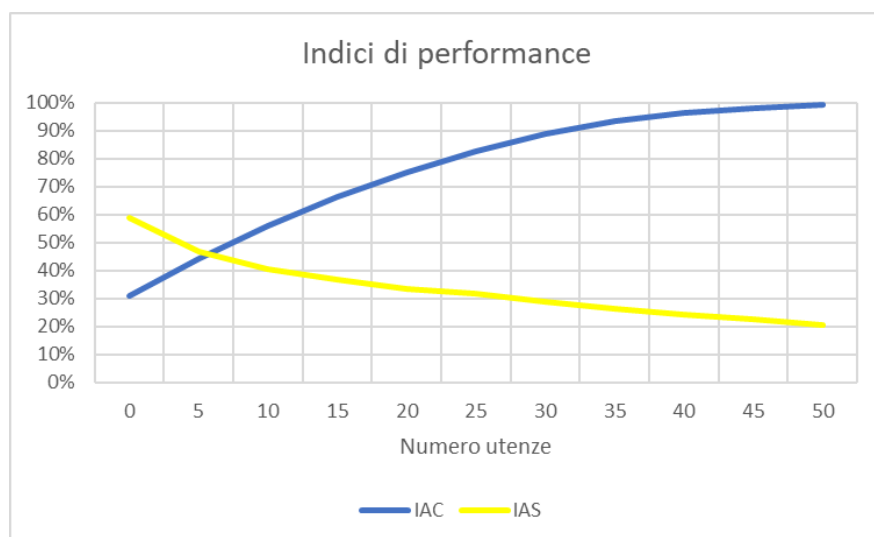


Figura 80- Confronto IAC e IAS per numero di utenze domestiche SC_2

Dal punto di vista economico, massimizzando il numero di utenze partecipanti alla CER, i ricavi arrivano a circa 6000 €/anno, questa configurazione però non risulta vantaggiosa, sia perché il valore di IAS scende al 20% sia perché i ricavi dovrebbero essere ripartiti fra un numero elevato di utenti. La condizione ottimale in questo caso si ottiene con la partecipazione da 5 a 10 utenze domestiche.

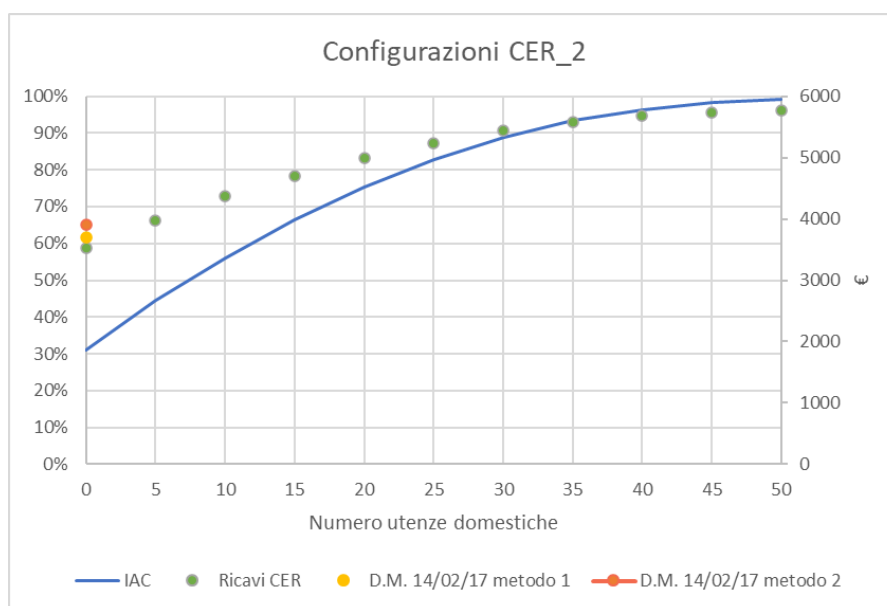


Figura 81- Confronto ricavi per numero di utenze domestiche SC_2

Scenario 3

L'ultimo scenario considerato include la partecipazione alla comunità energetica rinnovabile di: Municipio, Scuola Materna e 5 utenze domestiche. In aggiunta a questa configurazione viene considerata l'installazione di un sistema di accumulo nell'edificio Municipale. Per questa analisi è stato considerato un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio di capacità nominale pari a 7 kWh, capacità utile 6,6 kWh, ad alta tensione (400 V) accoppiata ad un inverter; i cicli di carica/scarica garantiti sono 6000 il che assicura il funzionamento del sistema per un tempo di circa 16 anni.

L'utilizzo della batteria di accumulo permette lo stoccaggio dell'energia in eccesso ed il successivo sfruttamento di tale energia accumulata nelle ore in cui non vi è produzione da parte degli impianti FV. Ad eccezione degli sporadici giorni in cui la produzione risulta inferiore ai consumi, negli altri giorni l'energia accumulata durante le ore diurne permette la parziale copertura del fabbisogno serale.

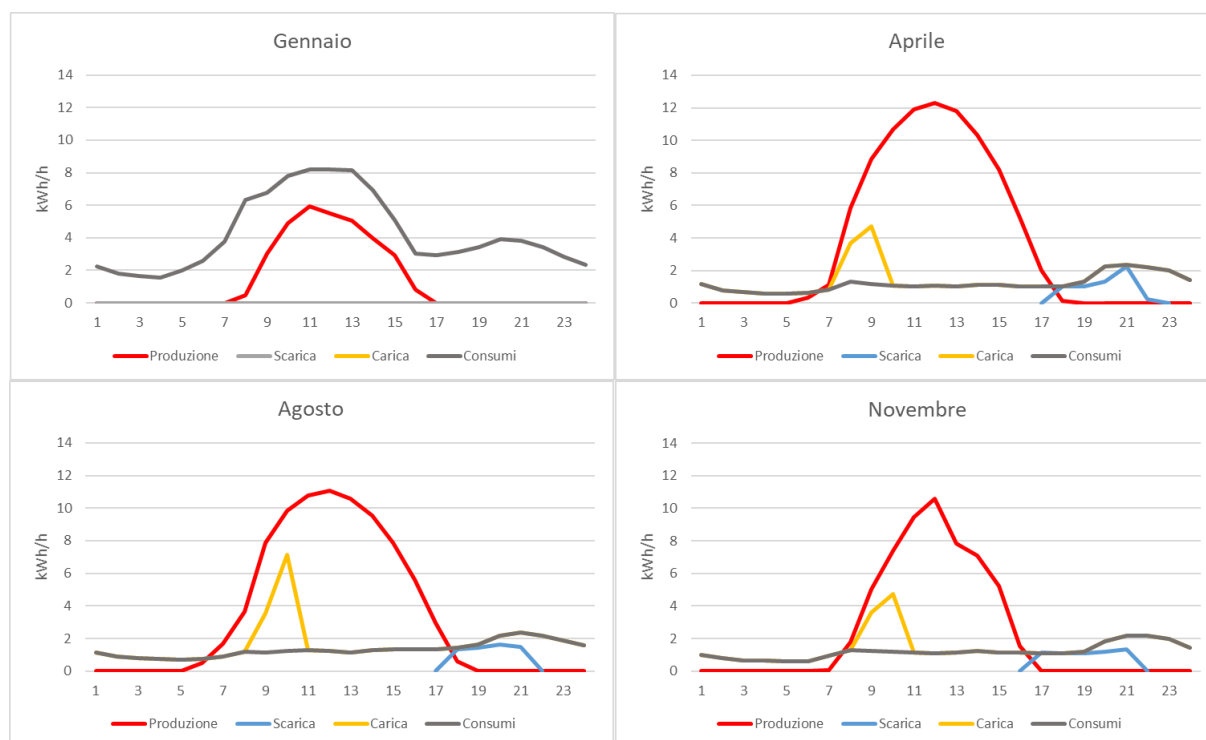


Figura 82- Profili C/P S_3

Grazie all'aumento della quota di consumi coperta dagli impianti FER si ha un incremento degli indici di performance rispetto al secondo scenario. L'indice di autoconsumo per l'anno in esame è pari al 50% quindi metà della produzione fotovoltaica totale viene utilizzata dalla comunità mentre la restante metà è ceduta alla rete. Più della metà del fabbisogno elettrico della CER è soddisfatto dalla generazione FER, con un indice di autosufficienza totale pari al 56%.

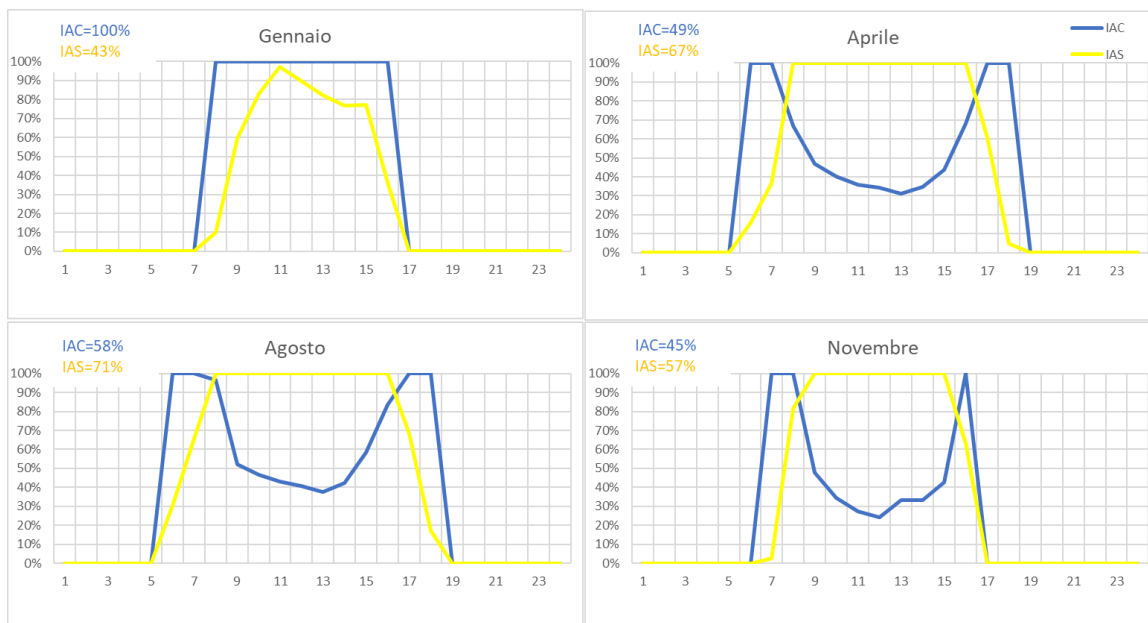


Figura 83- Indici di performance giorni tipo stagionali S_3

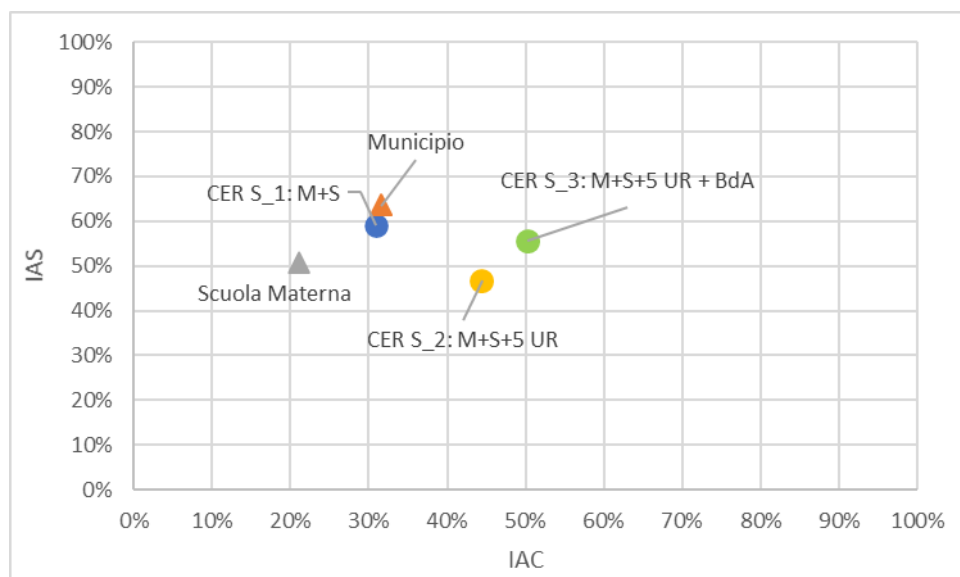


Figura 84- Indici di performance annuali S_3

Per quanto riguarda l'aspetto economico associato a questo terzo scenario, l'aumento della quota di energia condivisa, come è già emerso, permette un incremento dei ricavi annui. Il valore dell'energia condivisa annualmente per questo scenario questa configurazione è pari circa a 5820 kWh. Su tale quota vengono erogati gli incentivi previsti dal decreto Milleproroghe che in questo caso ammontano a 690 €/anno.

Tabella 40 - Ricavi S 3

Ricavi CER_S1 (D.L. 30/12/2019)	Ricavi Municipio (D.M. 14/02/2017)	Ricavi Scuola Materna (D.M 14/02/2017)
• Restituzione componente tariffarie* 48 € • Incentivazione energia condivisa* 640 € • Retribuzione energia immessa in rete 969,83 € • Mancato costo energia autoconsumata 2532,58 € • TOT ricavi 4190 €	• Feed in tariff 2326,95 - 2475,70 € • Feed in premium 385,45 – 300 € • TOT ricavi 2712,41 – 2776 €	• Feed in tariff 894,5 – 1036,80 € • Feed in premium 85,87 – 88,24 € • TOT ricavi 980,40 – 1125 €
*Da ripartire tra i 7 soggetti		

Il costo d'investimento associato all'acquisto del sistema di accumulo è stato ipotizzato pari a 8000€ [57]; anche in questo caso è stata applicata la detrazione fiscale del 50% prevista dall'Ecobonus. Rispetto allo scenario precedente il PBT si allunga ed arriva a 6 anni e due mesi, valore comunque paragonabile con gli altri scenari considerati. Una volta recuperato l'investimento iniziale, i ricavi associati all'energia condivisa vengono ripartiti tra le utenze, in questo caso tale quota è di circa 100 €/anno per utenza.

Tabella 41- Costi/ricavi S 3

	CER	Municipio	Scuola Materna
Costo investimento [€]	24000	30000	10000
Costi operativi [€]	400	300	100
Ricavi [€]	4190	2740	1050
PBT [anni]	6,17	6,06	6,06

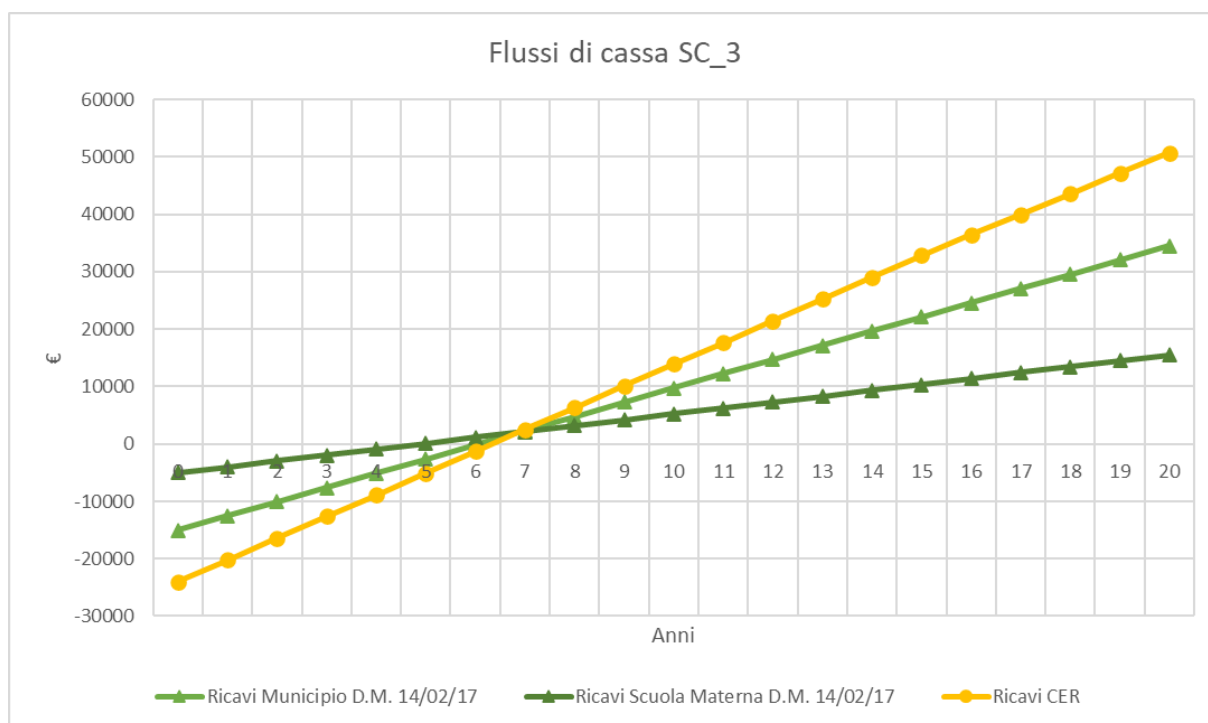


Figura 85- Grafico flussi di cassa S_3

Tabella 42 - Flussi di cassa S_3

Flussi di cassa SC_3			
Anni	CER tot	Municipio	Scuola materna
0	-24000	-15000	-5000
1	-20210	-12560	-4050
2	-16420	-10120	-3100
3	-12630	-7680	-2150
4	-8840	-5240	-1200
5	-5050	-2800	-250
6	-1260	-360	700
7	2530	2080	1650
8	6320	4520	2600
9	10110	6960	3550
10	13900	9400	4500
11	17690	11840	5450
12	21480	14280	6400
13	25270	16720	7350
14	29060	19160	8300
15	32850	21600	9250
16	36427	24040	10200
17	40004	26480	11150
18	43581	28920	12100
19	47158	31360	13050
20	50735	33800	14000

In ultimo, anche per questo scenario è stato eseguito un confronto dei parametri studiati in funzione del numero di utenze residenziali connesse alla CER. Il valore di IAC pari al 100% viene raggiunto con la partecipazione alla CER da parte di 50 utenze domestiche; l'IAS diminuisce fino al 21% ed i ricavi totali annui della comunità ammontano a 5772 €/anno. Come già visto in precedenza, valori bassi di indice di autosufficienza rendono la CER non funzionale, per cui in questo caso le configurazioni ottimali raggiungibili si trovano per un range di utenze domestiche tra 5 e 15, in particolare il punto di equilibrio si ha con 6 utenze domestiche, grazie alle quali si ottiene un ricavo annuo di 4268 €.

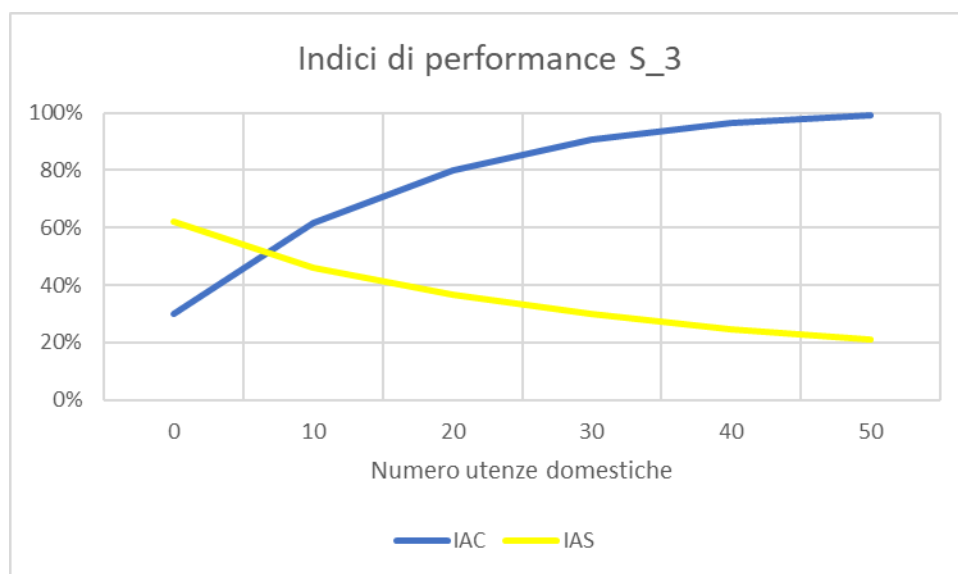


Figura 86 - Confronto IAC e IAS per numero di utenze domestiche S_3

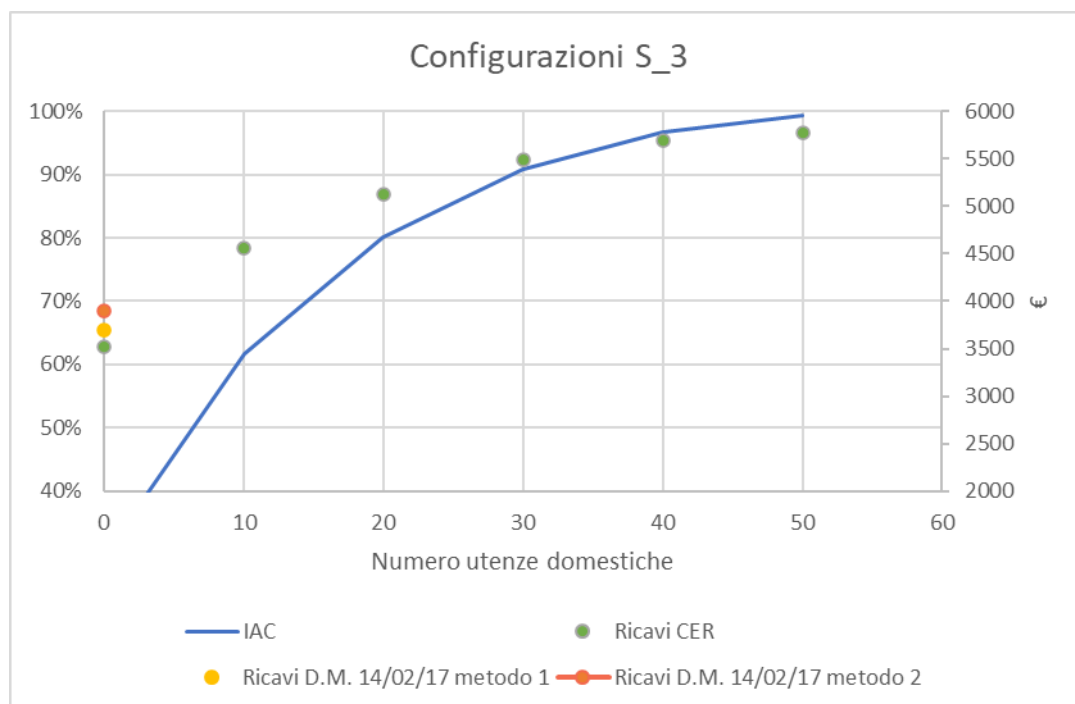


Figura 87- Confronto ricavi per numero di utenze domestiche S_3

Conclusioni

Dall'analisi svolta è emerso che le isole minori rappresentano un laboratorio ideale su cui sperimentare soluzioni innovative replicabili anche in altri contesti. Ogni territorio deve cercare di sfruttare a pieno le risorse presenti, coinvolgendo specialmente la popolazione locale che ha ruolo decisivo nel processo di transizione. Tale processo non riguarda esclusivamente il settore energetico, l'obiettivo deve essere quello di sfruttare ogni settore e risorsa locale per stimolare un'economia circolare e sostenibile.

Il caso studio dell'isola di Salina ha evidenziato un elevato potenziale di risorse rinnovabili presenti nel territorio. Grazie alla sua posizione e le caratteristiche morfologiche, le fonti energetiche rinnovabili potenzialmente sfruttabili sono molteplici e vanno da quelle più consolidate, come solare, eolico e biomassa, a quelle più innovative come la generazione di energia elettrica da moto ondoso. L'istallazione di tali tecnologie però deve sottostare ai numerosi vincoli ambientali e paesaggistici presenti. La fonte maggiormente sfruttabile risulta essere quella solare che da sola garantirebbe la copertura di più del 80% del fabbisogno elettrico. La sua stagionalità, inoltre, si adatta perfettamente al profilo di consumo elettrico isolano caratterizzato da picchi durante la stagione estiva per via dell'afflusso turistico, arrivando ad aumentare di 3-4 volte.

Le FER non programmabili però sono caratterizzate da profili di produzione discontinui per cui risulta necessaria l'istallazione di un'adeguata capacità di accumulo in modo da garantire la continuità del servizio. In questo senso una tecnologia promettente risulta essere quella del vehicle-to-grid. La mobilità elettrica pubblica e privata rappresenta una risorsa importante nel bilanciamento della rete: nelle ore in cui vi è un surplus di energia le colonnine prelevano energia dalla rete per ricaricare i veicoli, mentre nelle ore in cui la produzione FER diminuisce, ad esempio nelle ore serali quando anche i veicoli sono fermi e collegati alle stazioni di ricarica, l'energia viene prelevata dalle batterie dei veicoli elettrici ed immessa in rete.

La diffusione degli impianti rinnovabili all'interno dell'isola dipende fortemente dalla volontà dei singoli cittadini, per promuovere questo processo nel 2017 è stato emanato il decreto ministeriale che incentiva la produzione di energia elettrica, premiando maggiormente l'energia immessa in rete. Un'altra modalità di incentivazione è rappresentata dalla formazione di comunità energetiche rinnovabili che si basa sull'aggregazione di più utenze e la condivisione dell'energia prodotta.

Confrontano queste due tipologie di incentivazioni si può affermare che:

- Le comunità energetiche rinnovabili rappresentano la configurazione migliore nel caso di utenze i cui consumi hanno un carattere continuativo durante l'anno, poiché la quota maggiormente incentivata è quella autoconsumata e condivisa tra i diversi membri. In particolare, le utenze che traggono maggiori benefici dalla partecipazione alla CER sono utenze residenziali stabili, uffici, locali commerciali.
- L'incentivazione prevista dal decreto "isole minori" risulta più vantaggiosa per quei soggetti il cui profilo di consumo è fortemente stagionale come alberghi, utenze residenziali stagionali ecc.
- Le comunità energetiche rinnovabili sono configurazioni che permettono ai singoli cittadini di dare il proprio contributo secondo le proprie disponibilità economiche. Unendosi in gruppo essi ripartiscono sia i costi (che risultano superiori rispetto al continente per via dell'approvvigionamento) che i benefici. Favorisce quei soggetti che non sono in grado di acquistare autonomamente un impianto o per motivi economici o a causa di un'impossibilità edilizia di installazione di un impianto (cattiva esposizione, vincoli territoriali).

Il presente caso studio ha evidenziato una forte criticità legata al mancato reperimento dei dati di consumo delle utenze residenziali; il modello costruito rappresenta una media delle diverse utenze presenti. La conoscenza dettagliata dei profili di consumo, non solo domestico, permetterebbe una simulazione più precisa e affidabile dei ricavi ottenibili. Una diffusione capillare di sistemi HW e SW per il monitoraggio energetico risulta strategica sia nella fase preliminare di studio, che durante l'esercizio degli impianti: la conoscenza precisa dei profili di consumo e di produzione permetterebbe di creare dei modelli di previsione più accurati, fondamentali per la gestione della rete isolana.

I diversi scenari di CER considerati hanno portato alle seguenti conclusioni:

- L'aumento del numero di utenze consumer connesse alla CER consente di ottimizzazione l'indice di autoconsumo ma dall'altro lato si ha una forte diminuzione dell'indice di autosufficienza. Bisogna quindi trovare una configurazione ottimale valida per entrambi gli indicatori.
- L'utilizzo di sistemi di accumulo permette il contemporaneo incremento dei due indici ma causa un'estensione dei tempi di ritorno dell'investimento.
- La diversificazione delle fonti energetiche rinnovabili presenti nella comunità, come ad esempio il microeolico ($P < 20\text{kW}$), potrebbe garantire una copertura più uniforme dei carichi elettrici, specialmente negli orari serali, cosa che porterebbe ad un aumento di entrambi gli indici.

Indice delle figure

Figura 1- Consumi globali di energia primaria per fonte [2].....	4
Figura 2- Produzione globale di energia elettrica per fonte [2]	5
Figura 3- Produzione europea di energia elettrica per fonte [2]	6
Figura 4 - Produzione italiana energia elettrica [2].....	7
Figura 5- Domanda energia elettrica italiana [9]	9
Figura 6- Copertura fabbisogno elettrico mese di maggio [10].....	9
Figura 7- Percorso normativo	12
Figura 8 - Configurazioni presenti in Italia [13]	16
Figura 9 – Schema installazione dispositivi.....	18
Figura 10 - Strategia di gestione con batterie	20
Figura 11 - Portale PVGIS [20]	21
Figura 12 - Schema di autoconsumo collettivo [21]	22
Figura 13 - Profili orari di consumi/produzione, autoconsumo collettivo	23
Figura 14 - Profili orari di consumi/produzione, CER.....	24
Figura 15 - Elenco isole partecipanti a progetto "Clean Energy for EU Islands"	26
Figura 16 - Vista bacino superiore e turbine eoliche [26]	29
Figura 17 - Vista della stazione di produzione [24]	29
Figura 18 - Vista delle turbine eoliche onshore [27].....	30
Figura 19 – Vista turbina eolica [24].....	30
Figura 20 – Sistema FER da moto ondoso [24]	30
Figura 21- Logo ANCIM [28]	31
Figura 22 - Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela [30] ..	32
Figura 23 - Incidenza della componente Auc4RIM sugli oneri di sistema [elaborazione personale dati ARERA]	33
Figura 24-Copertura del fabbisogno elettrico delle isole minori da FER [31]	34
Figura 25- Localizzazione dell'arcipelago delle isole Eolie	46
Figura 26- Vista dell'isola di Salina [37].....	46
Figura 27- Distribuzione della popolazione nei tre comuni	47
Figura 28- Esempio di architettura eoliana [39]	48
Figura 29- Ripartizione consumi elettrici per settore e per comune [41].....	49
Figura 30- Andamento dei consumi elettrici per settore	50
Figura 31- pensiline fotovoltaiche per biciclette a pedalata assistita [43].....	50
Figura 32- Localizzazione impianti elettrici e termici [44]	51
Figura 33-Mappe irraggiamento solare rispettivamente per gennaio e marzo	54
Figura 34- Confronto valori medi mensili irraggiamento tra modello ArcGIS e valori ricavati da PVGIS	54
Figura 35- Confronto valori giornalieri medi mensili di irraggiamento tra modello ArcGIS e valori ricavati da ENEA.....	55
Figura 36- Irradiazione specifica negli edifici	56
Figura 37- Energia elettrica annua producibile da FV installato sui tetti	57
Figura 38- Profilo producibilità da FV per comune	58
Figura 39- Mappa della velocità del vento a 25 m s.l.m. [46]	60
Figura 40- Mappa della producibilità eolica a 25m s.l.m. [46].....	61
Figura 41- Ipotesi localizzazione turbina eolica (elaborazione personale Google Maps).....	62
Figura 42- Modello turbina eolica Bonus B54/1000 [47]	62
Figura 43- Profilo producibilità turbina eolica	63
Figura 44- Categorie forestali [49].....	64
Figura 45- Viabilità forestale isola di Salina [49]	65

Figura 46- Appezamenti agricoli isola di Salina	65
Figura 47- Profilo di producibilità elettrica da biomassa	66
Figura 48- Mappa tipologia rifiuti isola di Salina	68
Figura 49- Profilo presenze e arrivi Isola di Salina 2019 [51]	69
Figura 50- Profilo producibilità energia elettrica da rifiuti	69
Figura 51- Media annuale della potenza delle onde [40]	70
Figura 52- Profilo producibilità energia elettrica da moto ondoso	70
Figura 53- Mappa Riserva Naturale Le Montagne delle Felci e dei Porri [51]	71
Figura 54- Mappa perimetrazione UNESCO [51]	71
Figura 55- Bilanci produzione FER - consumi	73
Figura 56- Mappa edifici CER Leni	76
Figura 57- Vista Municipio di Leni, Salina [53]	78
Figura 58- Profilo mensile consumi del 2018 e 2019 Municipio Leni	79
Figura 59 - Confronto consumi reali e modello Municipio	80
Figura 60- Modello di consumo orario Municipio	81
Figura 61- Vista Scuola Materna Leni (elaborazione personale fonte Google Maps)	81
Figura 62- Profilo mensile consumi del 2018 e 2019 Scuola Materna	82
Figura 63 - Confronto consumi reali e modello Scuola Materna	83
Figura 64- Modello consumo orario Scuola Materna	84
Figura 65- Profilo mensile consumi domestici BT comune di Leni	84
Figura 66- Profilo consumi domestici BT residenziale stabile e stagionale 2019	85
Figura 67- Profilo orario domestico Leni	86
Figura 68- Vista dall'alto Municipio Leni (fonte: dx Google Maps sx ArcGIS)	87
Figura 69- PVGIS Municipio Leni [20]	87
Figura 70- Vista dall'alto Scuola Materna (fonte: dx Google Maps, sx ArcGIS)	88
Figura 71- PVGIS Scuola Materna [20]	88
Figura 72 – Profili giorni tipo stagionali C/P S_1	92
Figura 73 - Indici di performance giorni tipo stagionali S_1	93
Figura 74- Indici di performance annuali S_1	93
Figura 75 - Grafico flussi di cassa S_1	95
Figura 76 - Profili C/P S_2	96
Figura 77 - Indici di performance giorni tipo stagionali S_2	97
Figura 78 - Indici di performace annuali S_2	97
Figura 79- Grafico flussi di cassa S_2	99
Figura 80- Confronto IAC e IAS per numero di utenze domestiche SC_2	100
Figura 81- Confronto ricavi per numero di utenze domestiche SC_2	100
Figura 82- Profili C/P S_3	101
Figura 83- Indici di performance giorni tipo stagionali S_3	102
Figura 84- Indici di performance annuali S_3	102
Figura 85- Grafico flussi di cassa S_3	104
Figura 86 - Confronto IAC e IAS per numero di utenze domestiche S_3	105
Figura 87- Confronto ricavi per numero di utenze domestiche S_3	105

Indice delle tabelle

Tabella 1- Cumulabilità DL 162/2019.....	14
Tabella 2 - Contributi economici	14
Tabella 3 - Consumi per tipologia di famiglia, autoconsumo collettivo	22
Tabella 4 - Principali dati energetici, autoconsumo collettivo.....	23
Tabella 5 - Voci di costi e ricavi, autoconsumo collettivo	23
Tabella 6 - Consumi per tipologia di famiglia, CER.....	24
Tabella 7 - Principali dati energetici, CER.....	24
Tabella 8 - Voci di costi e ricavi, CER.....	25
Tabella 9 - Elenco isole 100% rinnovabili, Legambiente [25]	28
Tabella 10- Elenco isole a cui si applicano le disposizioni del decreto	35
Tabella 11- Costo evitato efficiente	37
Tabella 12- Limiti per la tariffa base.....	38
Tabella 13- Tariffa base fissa.....	38
Tabella 14- Pianificazione UNIEM installazione FER[29]	40
Tabella 15-Profilo giornaliero con capacità pianificata da UNIEM [29]	40
Tabella 16- Profilo giornaliero con capacità prevista da decreto 14/02/2017	41
Tabella 17- Graduatoria progetti vincitori [34].....	42
Tabella 18- Presenze 2019 per comune di destinazione (rielaborazione dati ISTAT).....	48
Tabella 19- Consumi di energia primaria in TEP [41]	49
Tabella 20- Valori stagionali del rapporto D/G e trasmissività	53
Tabella 21- Energia elettrica producibile da FV in kWh.....	59
Tabella 22- Producibilità termica per categoria di biomassa.....	66
Tabella 23- Ripartizione dei rifiuti differenziati per tipologia e comune.....	67
Tabella 24- Producibilità termica da rifiuti.....	68
Tabella 25- Parametri e variabili consumi Municipali	79
Tabella 26- Modellazione profilo consumi Municipio.....	80
Tabella 27- Parametri Scuola Materna Leni	82
Tabella 28- Modellazione profilo consumi Scuola Materna	83
Tabella 29- Dati numerosità famiglie [fonte ISTAT].....	85
Tabella 30- Modelli utenze domestiche isolana e montana a confronto	86
Tabella 31- Profilo orario utenze domestiche (ACEA).....	86
Tabella 32 – Valori energetici per un giorno tipo S_1 (parte 1)	90
Tabella 33- Valori energetici per un giorno tipo S_1 (parte 2).....	91
Tabella 34 - Confronto ricavi CER S_1	94
Tabella 35 - Costi/ricavi S_1	94
Tabella 36 - Flussi di cassa S_1	95
Tabella 37- Ricavi S_2	98
Tabella 38- Costi/ricavi S_2	98
Tabella 39- Flussi di cassa S_2	99
Tabella 40 - Ricavi S_3	103
Tabella 41- Costi/ricavi S_3	103
Tabella 42 - Flussi di cassa S_3	104

Bibliografia

- [1] IEA International Energy Agency, World Energy Balances 2020
<https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/world-energy-balances-and-statistics>
- [2] BP, Statistical Review of World Energy 2020
- [3] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it
- [4] World Energy Council, World Energy Trilemma Index 2020
- [5] Atto legislativo dell'Unione Europea, L 328, 21 dicembre 2018
- [6] <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- [7] Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, dicembre 2019
- [8] IEA International Energy Agency, World Energy Review 2020
- [9] Terna, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico novembre, 30/11/2020
- [10] Terna, Rapporto mensile sul Sistema Elettrico maggio, 31/05/2020
- [11] Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 11 dicembre 2018
- [12] Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio, 5 giugno 2019
- [13] Legambiente, Comunità Rinnovabili 2020, giugno 2020
- [14] Mutani, Beltramino, Forte, V(2020), A Clean Energy Atlas for Energy Communities in Piedmont Region (Italy)
- [15] <https://www.secab.it>
- [16] <https://www.comunita-energetiche-rinnovabili.it/>
- [17] <https://www.evogy.it/>
- [18] Enea, Implementazione di un simulatore per demand response di uno smart district, settembre 2017
- [19] <https://www.rinnovabili.it/energia/politiche-energetiche/demand-response-enel-x-flessibilita-lato-domanda/>
- [20] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools
- [21] Ricerca Sistema Energetico (RSE), Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia
- [22] Political declaration on clean energy for EU island , Valletta , 18 Maggio 2017
- [23] <https://www.euislands.eu/whatwedo>
- [24] Clean Energy Transition Agenda template, disponibile su (metti sito)
- [25] Legambiente, Isole 100% Rinnovabili, luglio 2016
- [26] https://www.corriere.it/foto-gallery/ambiente/14_aprile_07/el-hierro-patria-rinnovabili-ccb3adbc-be30-11e3-955c-9b992d9cbe5b.shtml

- [27] <https://www.cbsnews.com/news/samso-denmark-renewable-energy-climate-change-global-warming-solar-wind-power>
- [28] <https://www.ancim.it/>
- [29] <https://uniem.it/>
- [30] <https://www.arera.it/it/elettricit/auc.htm>
- [31] Legambiente, Rapporto isole sostenibili, edizione 2020
- [32] ARERA, DMEA/EFR/01/2021, 28/01/2021
- [33] Commissione Europea, Comunicazione della Commissione 2014/C 200/01 - Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020
- [34] <https://www.minambiente.it/pagina/interventi-di-efficienza-energetica-mobilita-sostenibile-e-adattamento-agli-impatti-ai>
- [35] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, LEGGE 27 dicembre 2019, n. 160
- [36] https://it.wikipedia.org/wiki/Isola_di_Salina
- [37] <https://www.madonielive.com/2019/02/18/salina-selezionata-unica-isola-italiana-pilota-dellunione-europea-verso-lenergia-pulita-2019/>
- [38] <http://www.lovesalina.it/architettura-eoliana.php>
- [39] <http://www.salinaservizituristici.it/architettura-eoliana.html>
- [40] <https://www.isoleeolie.me.it/salina/>
- [41] Agenda per la transizione energetica dell'isola di Salina, ottobre 2019
- [42] Francesco Cappello ENEA Sicilia, Comunicato Stampa, SALINA - ISOLA PILOTA DELL'UE. La nuova mobilità: scooter elettrici, 30 luglio 2020
<https://www.efficienzaenergetica.enea.it/vi-segnaliamo/salina-isola-pilota-dell-ue-la-nuova-mobilita-scooter-elettrici.html>
- [43] <https://www.giornaledilipari.it>
- [44] https://atla.gse.it/atlaimpianti/project/Atlaimpianti_Internet.html
- [45] <https://desktop.arcgis.com/en/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-solar-radiation-is-calculated.htm>
- [46] <https://atlanteeolico.rse-web.it/>
- [47] <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/711-bonus-b33-300>
- [48] <http://www.rinnovabilandia.it/capacity-factor-eolico-italia-fattore-capacita-turbina/>
- [49] <http://sif.regione.sicilia.it>
- [50] Catasto rifiuti sezione nazionale: <https://www.catasto-rifiuti.isprambiente.it/>
- [51] Regime vincolistico delle aree - Siti Natura 2000, UNESCO e Riserve Orientate comune di salina: <https://va.minambiente.it/en-GB/Oggetti/MetadatoDocumento/344212>

[52] https://www.researchgate.net/publication/281581362_Integration_of_the_Vehicle-to-Grid_Technology

[53] <https://www.comune.leni.me.it/>

[54] <https://cercalatuascuola.istruzione.it/cercalatuascuola/>

[55] <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/idee/costo-impianto-fotovoltaiico>

[56] <http://www.consulente-energia.com/ao-quanto-costa-la-manutenzione-dei-pannelli-fotovoltaiici-costo-annuo-manutenzione-ordinaria-di-un-impianto-fotovoltaiico-costi-interventi-manutenzione-periodica-fv.html>

[57] <http://store.consealenergia.it/prodotto/lg-chem-resu7h-seg-batteria-al-litio-per-accumulo-da-7-0-kwh-e-400v>
<http://store.consealenergia.it/prodotto/lg-chem-resu7h-seg-batteria-al-litio-per-accumulo-da-7-0-kwh-e-400v>