



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

**Studio di fattibilità di una comunità
energetica rinnovabile in un piccolo
Comune montano**

Relatore:

Prof. Masoero Carlo Marco

Correlatore:

Ing. Ivano Laganà

Candidato:

Salvatore Calabrese

Sommario

In un periodo storico dove emerge la necessità di cambiare abitudini nell'approvvigionamento energetico da parte di tutte le comunità mondiali, assume un ruolo sempre più rilevante la produzione di energia da fonti energetiche rinnovabili.

Nel presente lavoro di tesi, si prende in esame la fattibilità tecnico-economica di progettazione per una comunità energetica rinnovabile in un piccolo comune montano della Sicilia, con lo scopo di avvicinare il borgo, il più possibile, all'indipendenza energetica dalla rete. Si è cominciato con l'analizzare nel dettaglio, i consumi energetici di tutte le utenze comunali, come uffici, illuminazione pubblica, acquedotto, scuola ecc. Dopo di che, si è valutata la possibilità di installare degli impianti fotovoltaici su tutte le coperture degli edifici di proprietà del comune, dove, la progettazione ha seguito una logica di "produrre il più possibile", per cui sono stati installati dei moduli anche sulle falde completamente esposte a nord.

Dopo aver dimensionato gli impianti di produzione fotovoltaica con i relativi inverter, si è proceduto con l'analisi dei carichi elettrici dell'intera comunità energetica ed alla stima della produzione da parte degli impianti, seguendo diversi approcci, in fine sono stati dimensionati i sistemi di accumulo, seguendo tre differenti logiche e, di conseguenza, l'analisi tecnico-economica risulta suddivisa in tre differenti scenari, da cui si evince che, ottimizzando i sistemi di accumulo, è possibile ridurre al minimo i costi e massimizzare la valorizzazione dell'energia autoprodotta e condivisa tra le varie utenze.

In fine, si sono fatte delle considerazioni riguardo la possibilità di una futura aggregazione di nuovi membri all'interno della comunità energetica, ciò porterebbe ad un maggior utilizzo dell'energia elettrica autoprodotta e di conseguenza ad una maggiore entrata economica dovuta agli incentivi erogati dal GSE.

Ringraziamenti

Ringrazio Il Professore Masoero Carlo Marco per la disponibilità che ha sempre dimostrato di avere nei confronti di noi studenti, sia come docente che come relatore, mettendosi a completa disposizione per qualsiasi cosa e mettendomi in contatto con il mio correlatore.

Ringrazio il mio correlatore, l'Ingegnere Ivano Laganà per avermi dato molte informazioni necessarie alla stesura della mia tesi, per avermi seguito ed aver revisionato attentamente i miei calcoli e per avermi dato dei consigli che solo una persona con molta esperienza sul campo avrebbe potuto fornirmi.

Ringrazio l'amministrazione comunale di Floresta (ME) e l'ufficio tecnico per la gentile collaborazione e per essersi messi a mia disposizione nel reperire le fatture storiche dell'energia elettrica di tutte le utenze comunali e di avermi dato la possibilità di effettuare dei sopralluoghi in ognuna di esse.

Ringrazio infine la mia famiglia, senza la quale non avrei mai potuto avere la possibilità di raggiungere questo traguardo, vi ringrazio per avermi dato sempre il vostro appoggio in tutto, per aver sempre dato il meglio di voi anche nei momenti più difficili, per aver creduto in me e per avermi insegnato ad essere una persona determinata, spero di rendervi fieri di me, vi voglio bene.

Indice

Elenco delle figure	VI
Elenco delle tabelle	X
Introduzione	1
1 Contesto storico - politico	5
1.1 Il Protocollo di Montréal	5
1.2 Il Protocollo di Kyoto	5
1.3 Il piano 20 20 20	8
1.4 Clean Energy for all European Package	12
2 Le comunità energetiche	19
2.1 Nascita e definizione delle comunità energetiche	19
2.2 I meccanismi di incentivazione	23
2.3 I requisiti di accesso agli incentivi	24
2.3.1 Requisiti per gruppi di autoconsumatori	25
2.3.2 Requisiti per comunità di energia rinnovabile	25
2.4 I contributi spettanti	27
2.4.1 Cumulabilità con altri incentivi	29
2.5 Accesso al servizio di incentivazione erogato dal GSE	30
3 Analisi del caso studio	31
3.1 L'idea alla base del progetto	31
3.2 Inquadramento generale del territorio e analisi delle fonti energetiche rinnovabili disponibili	31
3.2.1 - L'energia solare	33
3.3 Gli edifici comunali e l'analisi dei carichi	40
3.4 Analisi dei carichi del comune	41
3.4.1 Palazzo Comunale	42
3.4.2 Autoparco Comunale	45
3.4.3 Museo	48

3.4.4	Palazzo Landro-Scalisi.....	51
3.4.5	Uffici 118	54
3.4.6	Campo Sportivo	57
3.4.7	Edificio Scolastico	60
3.4.8	Acquedotto Santa Croce.....	63
3.4.9	Acquedotto Passo Rocca	66
3.4.10	Illuminazione tutto il paese	69
3.4.11	Illuminazione Piazza Umberto	72
3.4.12	Illuminazione contrada Favoscuro	75
4	Dimensionamento degli impianti fotovoltaici	78
4.1	Criteri ed Ipotesi generali di progetto	78
4.2	Palazzo Comunale	81
4.3	Museo	83
4.4	Palazzo Landro Scalisi.....	84
4.5	Uffici 118.....	86
4.6	Campo Sportivo	88
4.7	Edificio Scolastico	90
4.8	Casa Albergo	92
5	Stima della produzione del campo fotovoltaico	94
5.1	Ipotesi e criteri assunti	95
5.2	Stima della producibilità secondo norma UNI 10349	96
5.3	Stima della producibilità secondo PVGIS	100
5.4	Stima della producibilità secondo INSUN	102
5.5	Stima della producibilità alla base del progetto.....	103
6	Matching tra produzione e consumo e dimensionamento dei sistemi di accumulo .	104
6.1	Suddivisione dei consumi in fasce diurna e notturna	105
6.2	Dimensionamento dei sistemi di accumulo	107
6.2.1	Dimensionamento degli accumuli con metodo 1.....	108
6.2.2	Dimensionamento degli accumuli con metodo 2.....	110
6.2.3	Dimensionamento degli accumuli con metodo 3.....	112
7	Analisi tecnico - economica.....	114

7.1	calcolo dei contributi economici erogati dal GSE	114
7.1.1	Energia elettrica condivisa	115
7.1.2	Corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile ((CU_{Afm}).....	115
7.1.3	Tariffa premio (TP) ai sensi del Decreto.....	116
7.1.4	Prezzo Riconosciuto (P_R)	117
7.2	Stima del Prezzo Zonale Orario.....	118
7.3	Calcolo del VAN e del SPB gli scenari di progettazione	119
7.3.1	Calcolo VAN e SPB per il dimensionamento con metodo 1	120
7.3.2	Calcolo VAN e SPB per il dimensionamento con metodo 2	122
7.3.3	Calcolo VAN e SPB per il dimensionamento con metodo 3	124
7.3.4	Calcolo VAN e SPB configurazione impiantistica senza accumulo.....	126
	Conclusioni	128
	Bibliografia	130

Elenco delle figure

1	Variazione delle temperature medie globali dal 1880 al 2020	1
2	Massima estensione del buco dell'ozono sopra l'Antartide (settembre 2006)	2
3	Emissioni di Anidride Carbonica dal 1990 al 2012.....	7
4	Ripartizione emissioni di Anidride Carbonica per l'anno 2012.....	7
5	Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER dal 2005 al 2019 e relativo obiettivo nel PAN	12
6	Obiettivi per l'Unione Europea per il 2030.....	13
7	Modelli di realizzazione di rete Reale e Virtuale	27
8	Foto panoramica Comune di Floresta (ME)	32
9	Rappresentazione Orbite solari su Floresta (ME).....	33
10	Irraggiamento Solare mensile per Floresta (ME)	34
11	Irradiazione Solare Globale su moduli fotovoltaici su piano orizzontale	35
12	Irradiazione Solare Globale su moduli fotovoltaici su piano ottimizzato	36
13	Rappresentazione grafica della distanza geografica tra le due città presenti nella Norma UNI 10349 e prese come riferimento e Floresta.....	38
14	Risultato dei calcoli di irradiazione secondo Norma UNI 10349.....	38
15	Rappresentazione grafica della variazione annua dell'irradiazione Totale, e, Diffuse e Diretta su Floresta (ME).....	39
16	Rappresentazione grafica della variazione dei consumi di energia elettrica per le utenze comunali per il triennio 2017-2019	41
17	Foto del Palazzo del Municipio di Floresta (ME)	42
18	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del palazzo comunale nel triennio 2017-2019	43
19	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il palazzo comunale	43
20	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	44
21	Foto dell'Autoparco comunale.....	45
22	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'autoparco comunale nel triennio 2017-2019	46
23	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Autoparco comunale	46
24	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	47
25	Foto del Museo	48

26	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del Museo nel triennio 2017-2019	49
27	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il Museo	49
28	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	50
29	Foto del Palazzo Landro - Scalisi	51
30	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del palazzo Landro - Scalisi nel triennio 2017-2019	52
31	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il Palazzo Landro - Scalisi ...	52
32	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	53
33	foto del palazzo del 118.....	54
34	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica degli Uffici 118 nel triennio 2017-2019.....	55
35	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per gli Uffici del 118.....	55
36	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	56
37	Foto del Campo Sportivo.....	57
38	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del Campo Sportivo nel triennio 2017-2019	58
39	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il Campo Sportivo.....	58
40	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	59
41	Foto dell'Edificio Scolastico.....	60
42	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'Edificio Scolastico nel triennio 2017-2019	61
43	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Edificio Scolastico.....	61
44	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	62
45	Foto dell'Acquedotto Santa Croce	63
46	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'Acquedotto Santa Croce nel triennio 2017-2019	64
47	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Acquedotto Santa Croce....	64
48	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	65
49	Foto dell'Acquedotto Passo Rocca	66
50	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'Acquedotto Passo Rocca nel triennio 2017-2019	67
51	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Acquedotto Passo Rocca ...	67
52	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	68

53	Foto rappresentativa per illuminazione di tutto il paese.....	69
54	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'illuminazione di tutto il paese nel triennio 2017-2019.....	70
55	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'illuminazione di tutto il paese	70
56	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	71
57	Foto della Piazza Umberto	72
58	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'illuminazione di Piazza Umberto nel triennio 2017-2019	73
59	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'illuminazione di Piazza Umberto.....	73
60	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	74
61	Foto della Contrada Favoscuro.....	75
62	Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'illuminazione della Contrada Favoscuro nel triennio 2017-2019	76
63	Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'illuminazione della Contrada Favoscuro	76
64	Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie	77
65	Configurazione Impiantistica n° 2 indicata nelle regole tecniche del GSE.....	79
66	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sul Palazzo Comunale.....	81
67	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	81
68	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sul Museo	83
69	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	83
70	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sul Palazzo Landro - Scalisi	84
71	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	84
72	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sull'edificio del 118	86
73	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	86
74	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sullo spogliatoio del Campo Sportivo	88
75	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	88
76	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sullo spogliatoio dell'Edificio Scolastico.....	90
77	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	90

78	Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sullo spogliatoio della Casa Albergo.....	92
79	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	92
80	Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda	93
81	Interfaccia del portale PVGIS per il calcolo della producibilità dei moduli fotovoltaici	101
82	suddivisione di una settimana in fasce orarie	105
83	Orari di Alba e Tramonto su Floresta per tutti i giorni dell'anno 2022	106
84	Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto	121
85	Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto	123
86	Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto	125
87	Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto	127

Elenco delle tabelle

1	Obbiettivi per le nazioni Europee entro il 2020	9
2	Obbiettivi per le nazioni Europee entro il 2020	10
3	Elenco Direttive contenute nel Clean Energy for all European Package	14
4	Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030.....	15
5	Caratteristiche e definizioni di Comunità Energetiche e Gruppo di Autoconsumatori.	21
6	Dati Climatici	32
7	Elenco delle utenze comunali e relativi dettagli.....	40
8	Variazione percentuale dell'irradiazione in funzione di TILT ed AZIMUT rispetto all'orizzontale.....	97
9	Norma UNI 10349 con dati relativi all'irradiazione delle città di Catania e Messina ..	97
10	Producibilità dei moduli fotovoltaici secondo la norma UNI 10349.....	97
11	Calcolo Irraggiamento per Floresta (ME)	98
12	Rappresentazione grafica della variazione annua dell'Irradiazione	98
13	Producibilità media mensile per ogni impianto secondo la Norma UNI 10349.....	99
14	Producibilità secondo la Norma UNI 10349 per ogni singola falda	99
15	Producibilità secondo il portale PVGIS per ogni singola falda.....	101
16	Producibilità media mensile per ogni impianto secondo il portale PVGIS.....	101
17	Producibilità secondo il Software INSUN per ogni singola falda.....	102
18	Producibilità media mensile per ogni impianto secondo il Software INSUN.....	102
19	Stima producibilità media su ogni singola falda calcolata come media tra le tre modalità di calcolo.....	103
20	Stima media producibilità degli impianti fotovoltaici per ogni singolo impianto.....	103
21	suddivisione fa fasce orarie tradizionali a fascia Diurna e Notturna.....	106
22	Tabella riassuntiva per i calcoli di dimensionamento dei sistemi di accumulo con metodo 1	108
23	Tabella riassuntiva per i calcoli di dimensionamento dei sistemi di accumulo con metodo 2	110
24	Tabella riassuntiva per i calcoli di dimensionamento dei sistemi di accumulo con metodo 3	112
25	Algoritmi di calcolo degli incentivi.....	115
26	Riepilogo componenti tariffarie per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.....	116

27	Riepilogo componenti in bolletta per le utenze in bassa tensione.....	116
28	Stima del Prezzo Zonale Orario per la zona di mercato "Sicilia"	118
29	Riepilogo Calcoli Tecnico - Economici	120
30	Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback).....	121
31	Riepilogo Calcoli Tecnico - Economici	122
32	Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback).....	123
33	Riepilogo Calcoli Tecnico – Economici.....	124
34	Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback).....	125
35	Riepilogo Calcoli Tecnico – Economici.....	126
36	Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback).....	127

Introduzione

Il problema del cambiamento climatico di origine antropologica che è in atto nel nostro pianeta fin dagli inizi del '900, così come emerso da alcuni studi condotti da scienziati come Svante Arrhenius¹ e Guy Stewart Callendar², ha evidenziato sempre di più quanto sia importante ed urgente contenere le emissioni di sostanze climalteranti in atmosfera, perché l'effetto sia il più efficace possibile, occorre l'impegno e la collaborazione di tutte le forze politiche e industriali su scala globale.

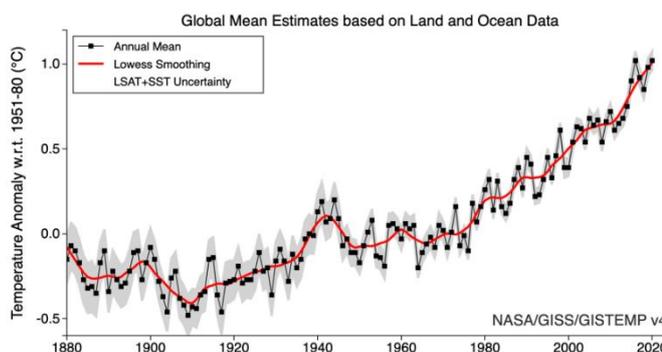


Figura 1 : Variazione delle temperature medie globali dal 1880 al 2020

A partire dal 1987, grazie al trattato internazionale noto come **Protocollo di Montréal**, si è iniziato a parlare di riduzione di emissioni di sostanze inquinanti, in particolar modo di quelle sostanze che risultano essere dannose per l'Ozono³.

Nel 1992 ebbe luogo il **Summit della Terra**, tenutosi a Rio de Janeiro che rappresenta la prima conferenza mondiale dei capi di stato sul tema ambientale. È stato un evento senza precedenti anche in termini di impatto mediatico, di scelte politiche e di sviluppo conseguenti, dove vi parteciparono 172 governi, 108 capi di Stato o di Governo e 2.400 rappresentanti di organizzazioni non governative. I Paesi partecipanti siglarono in tale data la **Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC)**, il primo trattato internazionale ad occuparsi del riscaldamento globale. La prima edizione (COP1) si è tenuta a **Berlino nel 1995** e da quel momento, fatta eccezione per il 2020, a causa della pandemia di Covid-19, ogni anno, tra successi e fallimenti, il mondo si è riunito per discutere e prendere decisioni su come affrontare la crisi climatica.

¹On the Influence of Carbonic Acid in the Air upon the Temperature of the Ground – London, Edimburgh and Dublin Philosophical magazine and Journal of science – april 1896

² The artificial production of carbon dioxide and its influence on temperature – Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society - february 16, 1938.

³ Gas Clorofluorocarburi (CFC) emessi da refrigeranti e spray, gli ossidi di azoto NOx e composti organici volatili COV, emessi dal traffico, dalla produzione di energia, dalla produzione di calore per i processi produttivi e per il riscaldamento degli ambienti prodotti dal traffico, dall'utilizzo di solventi o di prodotti che li contengono nella verniciatura, la stampa, lo sgrassaggio, la pulizia dei tessuti e delle superfici, ecchttp://www.arpa.piemonte.it/approfondimenti/temi-ambientali/aria/aria/cartella-qualita-episodi-acute-di-inquinamento-da-ozono

Nel 1997, durante la terza edizione della Conferenza delle Parti, (COP3), le parti sottoscrissero un importantissimo trattato oggi noto come **Protocollo di Kyoto**, il quale stabilisce precisi obiettivi per i tagli delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra e del riscaldamento del pianeta da parte dei Paesi industrializzati che vi hanno aderito.

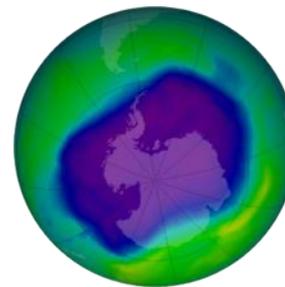


Figura 2: Massima estensione del buco dell'ozono sopra l'Antartide (settembre 2006)

Nel 2009, in occasione della quindicesima Conferenza delle Parti (COP15) tenutasi a Copenaghen, l'Europa ha promosso un piano conosciuto come “**Piano 20 20 20**”, il quale consisteva nella riduzione delle emissioni di CO₂ di almeno il 20% rispetto a quelle registrate nel 1990, nella riduzione del consumo di energia primaria ovvero nell'aumento dell'efficienza energetica di almeno il 20% e nell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili per almeno il 20% sui consumi totali.

Nel 2015, in occasione della ventunesima edizione della Conferenza delle Parti (COP21), tenutasi a Parigi, gli Stati membri decisero di impegnarsi attraverso, quello che oggi è conosciuto come **Accordo di Parigi**, a mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali, questa soglia ridurrebbe di molto i rischi legati ai cambiamenti climatici.

Nello stesso anno, l'Europa ha rivisto il proprio quadro di politica energetica per portare avanti il processo di decarbonizzazione e rispettare gli impegni presi nell'Accordo di Parigi, andando a comporre un pacchetto di norme denominato “**Clean Energy for all European Package**”. Il pacchetto è composto da otto direttive che cercano di mettere in atto quadri giuridici adeguati a consentire la transizione energetica e a dare un ruolo di primo piano ai cittadini nel settore dell'energia, per la prima volta, infatti, il singolo cittadino diventa protagonista della transizione energetica e nel mercato dell'energia elettrica.

Tra le varie norme del pacchetto, vi sono:

- Direttiva sulle energie rinnovabili RED II (Direttiva UE 2018/2001), in cui sono riportate le definizioni di autoconsumo collettivo e di **Comunità di Energia Rinnovabile (CER)**;
- Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica IEM (Direttiva UE 2019/944) che definisce la **Comunità Energetica dei Cittadini (CEC)**

che sono state recepite dall'Italia in forma preliminare attraverso il Decreto Milleproroghe 162/2019, regolamentate dalla Delibera ARERA 318/2020 e incentivate dal MiSE nel settembre 2020, resi operativi dal GSE.

Grazie alle sopracitate direttive, è stato possibile costituire i primi prototipi di comunità energetica rinnovabile e comunità energetica dei cittadini, tramite le quali si è potuto condurre un primo studio sulle difficoltà che i singoli cittadini, le amministrazioni comunali o gli enti pubblici riscontrano dal punto di vista tecnico e burocratico per poter effettivamente fondare una comunità energetica e beneficiare degli incentivi erogati dal Governo.

Con l'introduzione di queste nuove figure dette Prosumers⁴, ovvero soggetto che è al contempo produttore e cliente finale di energia elettrica⁵, si ha l'intento di decentralizzare la produzione di energia elettrica per spostarla dai grossi centri di produzione termoelettrica a fonti fossili verso piccoli centri di produzione presso i clienti che funzionano tendenzialmente in autoconsumo utilizzando fonti rinnovabili, mettendo di fatto i cittadini in primo piano nella filiera dell'energia. Questo comporta una serie di vantaggi a livello macroscopico come la riduzione delle perdite di rete, riduzione delle emissioni di anidride carbonica da fonte fossile, risparmi in bolletta per gli utenti finali, incremento della quota di energia prodotta da rinnovabile a livello nazionale e l'aumento di lavoro per le aziende installatrici operanti nel settore.

Nella presente tesi, si esaminerà la possibilità di creare una comunità energetica all'interno del comune di Floresta (ME), un piccolo comune montano della Sicilia con meno di 5.000 abitanti, con lo scopo di sfruttare il più possibile le fonti di energia rinnovabile presenti sul territorio e condividere l'energia prodotta tra i vari edifici comunali. Nello specifico l'obiettivo è quello di ottimizzare il dimensionamento degli impianti di produzione e stoccaggio seguendo il più possibile l'andamento temporale della richiesta e cercando di massimizzare l'autoconsumo dell'energia elettrica autoprodotta. Verranno presi in considerazione i carichi di tutte le utenze e verranno successivamente analizzati, si prenderà in considerazione la possibilità di gestire l'energia in modo intelligente tramite dei sistemi di accumulo, in modo da averne a disposizione nei periodi notturni e nelle giornate nuvolose o nevose.

Nel primo capitolo verrà illustrato il contesto storico-normativo, verranno analizzati i principali passi che sono stati fatti dall'unione europea per raggiungere l'obiettivo della completa decarbonizzazione entro il 2050, a partire dal Protocollo di Kyoto, il piano 20 20 20 fino all'attualissimo pacchetto energia pulita per tutti gli europei.

Nel capitolo 2 si andranno ad analizzare nello specifico le comunità energetiche a partire dalla loro definizione e nascita, i principi di funzionamento e le modalità incentivanti da parte del GSE.

Nel capitolo 3 si analizzerà il caso studio nel comune di Floresta (ME), prendendo in analisi i carichi energetici dei principali edifici comunali, la possibilità di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e la condivisione dell'energia tra i vari punti di produzione e consumo.

⁴ : In generale consumatori che nell'atto stesso che consumano, contribuiscono alla produzione. Espressione, coniata da Alvin Toffler nel libro *The third wave* (1980) https://www.treccani.it/enciclopedia/prosumer_%28Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica%29/

⁵ TESTO UNICO RICOGNITIVO DELLA PRODUZIONE ELETTRICA – ARERA – ART. 1.5.1

Nel capitolo 4 si svolgeranno i dimensionamenti dei vari impianti, andando ad analizzare uno ad uno, tutti gli edifici comunali presi in considerazione.

Nel capitolo 5 verrà effettuata la stima della producibilità degli impianti di produzione, tale stima verrà calcolata come media tra tre differenti metodologie di calcolo, in modo da minimizzare gli errori per incertezza ed aleatorietà delle fonti rinnovabili.

Nel capitolo 6 verranno dimensionati i sistemi di accumulo di energia elettrica in funzione di tre differenti logiche e strategie di accumulo, ciascuna delle quali verrà successivamente valutata da un punto di vista tecnico ed economico.

Nel capitolo 7 verrà effettuata l'analisi tecnico – economica dell'intero sistema, analizzando i tre differenti scenari, in base alle differenti logiche di dimensionamento dei sistemi di accumulo, inoltre verrà valutato anche lo scenario in cui gli impianti non prevedano alcun sistema di accumulo energetico. Per ciascuno scenario, verrà effettuato il calcolo del Valore Attuale Netto (VAN) per un periodo di 20 anni ed il tempo di ritorno semplice dell'investimento, chiamato anche Simple Payback (SPB).

In fine, verranno espone le conclusioni, nelle quali si valutano tutte le configurazioni impiantistiche prese in esame ed i benefici ambientali ed economici che ne derivano.

Capitolo 1

Contesto storico - politico

1.1 Il Protocollo di Montréal

Il Protocollo di Montréal è il primo trattato internazionale, firmato il 16 settembre 1987 da parte delle Nazioni Unite, per l'attuazione della Convenzione di Vienna, volto a ridurre la produzione e l'immissione in atmosfera di sostanze che minacciano lo strato di ozono stratosferico, ad oggi, è stato ratificato da 197 Paesi tra i quali l'Italia nel dicembre 1988. Questo stabilisce i termini di scadenza entro i quali, i Paesi firmatari si impegnano a ridurre la produzione di sostanze dannose per l'ozono, per citarne alcuni, vi sono: clorofluorocarburi, halon, metilcloroformo e tricloroetano.

Negli anni, il Protocollo è stato sottoposto a continue revisioni e verifiche che hanno contribuito al miglioramento del rispetto degli obblighi imposti, oltre ad aver idealizzato il Fondo Multilaterale Ozono, che, istituito nel 1990 e finanziato da 49 Paesi industrializzati tra cui l'Italia, ha erogato ad oggi finanziamenti per 3.2 miliardi di dollari per finanziare 7000 progetti nei paesi in via di sviluppo per aiutarli a conformarsi agli impegni di eliminazione delle ODS (Ozone Depleting Substances).

1.2 Il Protocollo di Kyoto

Nella terza edizione della Conferenza delle Parti, denominata COP3, i Paesi aderenti alla UNFCCC si riunirono nella città giapponese di Kyoto, dove l'11 dicembre del 1997 sottoscrissero un importante trattato internazionale noto come Protocollo di Kyoto. Affinché il Protocollo entrasse in vigore, doveva essere sottoscritto da un minimo di 55 Nazioni che rappresentassero complessivamente almeno il 55% delle emissioni serra globali di origine antropica, per questo motivo entrò in vigore soltanto il 16 febbraio del 2005 con la ratifica da parte della Russia.

L'obiettivo principale previsto dal Protocollo di Kyoto era quello di ridurre le emissioni di sostanze climalteranti da parte dei Paesi aderenti all'iniziativa, per almeno il 5% rispetto alle emissioni registrate nel 1990, da conseguire entro la fine del 2012. L'obiettivo posto non era significativo dal punto di vista dei benefici ambientali ma aveva un valore simbolico come primo passo verso la completa decarbonizzazione, per questo motivo,

nel 2009 alcuni Paesi avevano già superato il proprio target di riduzione delle emissioni grazie a degli investimenti nell'economia low carbon, registrando tra l'altro una ricaduta positiva nell'economia.

L'obiettivo che l'Italia aveva sottoscritto nell'ambito del Protocollo di Kyoto corrispondeva ad una riduzione delle emissioni del -6.5%, tale target era calcolato sulla base di alcuni studi da parte di Enti di ricerca nazionali, che tenevano in considerazione alcuni progetti di ammodernamento del Paese, nello specifico il valore di riduzione delle emissioni risultava essere di 33.9 MtCO₂eq, (milioni di tonnellate di CO₂ equivalente), in riferimento alle emissioni registrate in Italia nel 1990 che risultavano essere di 521 MtCO₂eq, per cui, l'obiettivo di emissioni massime al 2012 risultava essere di 487.1 MtCO₂eq. Ad attuazione del Protocollo, in Italia sono state storicamente emanate le seguenti normative:

- Delibera CIPE 137/08 del 19.12.1998, "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra";
- Legge n. 120/02 del 02.06.2002, "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.
- Delibera CIPE 123/02 del 19.12.2002, "approvazione del Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra"

Tramite questi documenti, veniva ripartito l'obiettivo di riduzione delle emissioni ai vari settori del Paese, da conseguire entro la fine del 2012.

Per quanto riguarda lo scenario Italiano, secondo la serie storica di dati per il periodo 1990-2012 contenuta nel Rapporto "Italian Greenhouse Gas Inventory" - ISPRA 2014 si evidenzia che le emissioni nazionali di CO₂eq (cioè le emissioni cumulative ponderate dei sei gas serra oggetto del Protocollo di Kyoto) sono diminuite dell'11,4%, arrivando ad un risultato ancora migliore (-14,3%) considerando gli assorbimenti di carbonio da parte di boschi e delle foreste (settore LULUCF - "Land Use, Land Use Change and Forestry").

Considerando invece gli specifici obiettivi del Protocollo di Kyoto, la media di riduzione delle emissioni nel periodo di impegno (2008-2012) rispetto all'anno base (1990) è stata "solo" del -4,6%, a fronte di un impegno nazionale di riduzione del -6,5%: le emissioni nel periodo 1990-2012 sono così passate da 519 a 460 MtCO₂eq, una diminuzione ottenuta principalmente grazie alla riduzione delle emissioni di CO₂ (che contribuivano in questo periodo all'84% del totale delle emissioni di gas serra italiane).

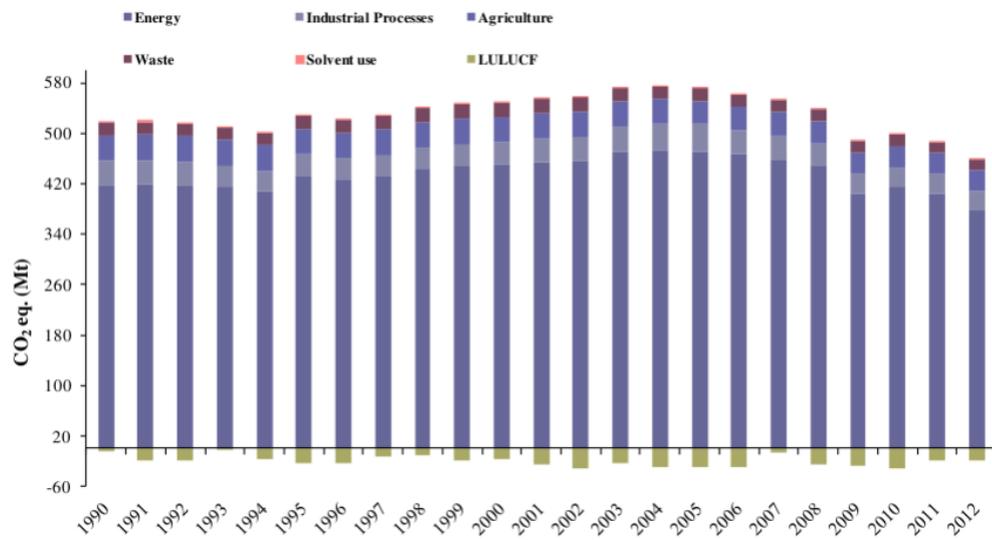


Figura 3: Emissioni di Anidride Carbonica dal 1990 al 2012

Secondo il NIR 2014, le emissioni nazionali al 2012 erano strutturate come riportato in figura 4.

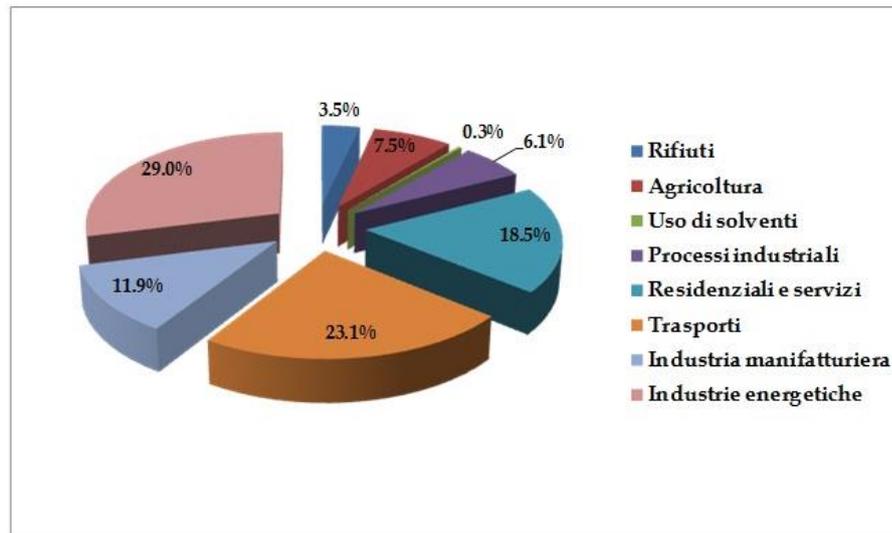


Figura 4: Ripartizione emissioni di Anidride Carbonica per l'anno 2012

1.3 Il piano 20 20 20

Per continuare il percorso di decarbonizzazione intrapreso con l'attuazione del Protocollo di Kyoto, il 3 marzo 2012, la Commissione Europea attua una nuova e più ambiziosa strategia denominata "*Pacchetto Clima-Energia*" o "*Piano 20 20 20*", con il quale si ponevano dei nuovi obiettivi:

- Ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 20% rispetto al 1990;
- Portare la quota di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili ad almeno il 20% rispetto al consumo finale lordo di energia primaria dell'UE;
- Diminuire i consumi energetici almeno del 20%.

Anche in questo caso, come per il Protocollo di Kyoto, il Pacchetto è una misura programmatica che doveva poi essere tradotta in direttive Europee e Nazionali attraverso il recepimento da parte dei vari Paesi, in modo da stabilire delle nuove norme e strategie da mettere in pratica al fine di raggiungere i nuovi target.

Tra le varie direttive contenute nel Piano 20 20 20, vi è la 2009/28/CE, direttiva che regola le fonti energetiche rinnovabili, ma prima di entrare nel dettaglio della direttiva è utile enunciare alcune definizioni:

- Energia da fonti rinnovabili: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati da processi di depurazione e biogas;
- Biomassa: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura, (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura (impianto e conservazione dei boschi) e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.
- Energia aero/geo/idro-termica: l'energia accumulata sotto forma di calore nell'aria ambiente / sotto la crosta terrestre / nelle acque superficiali.

Tra le linee guida che l'Unione Europea ha prefissato all'interno della direttiva 2009/28/CE per incentivare l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili vi sono le seguenti:

- Ad ogni Stato membro viene assegnato un obiettivo nazionale generale obbligatorio per la quota di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili, sul proprio consumo finale di energia;

- Tali obiettivi nazionali generali obbligatori sono coerenti con l'obiettivo di produrre una quota pari almeno al 20% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'intera Comunità Europea entro il 2020;
- Ogni Stato membro assicura il raggiungimento del proprio obiettivo;
- Al fine di agevolare il raggiungimento degli obiettivi assegnati, ogni Stato membro deve promuovere ed incoraggiare l'efficienza ed il risparmio energetico verso il proprio popolo;
- Gli Stati membri devono adottare delle misure interne, efficacemente predisposte in modo da assicurare che la propria quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sia uguale o superiore al target minimo imposto dalla Commissione Europea, ad esempio erogare degli incentivi per l'installazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili.

Gli obiettivi dell'Unione Europea sono stati ripartiti secondo quanto illustrato nelle seguenti tabelle:

ANNEX 2 – OVERVIEW OF EUROPE 2020 TARGETS¹

*Countries that have expressed their national target in relation to an indicator different than the EU headline target indicator

Member States targets	Employment rate (in %)	R&D (in % of GDP)	Emissions reduction targets (compared to 2005 levels) ²	Renewable energy (in % of gross final energy consumption)	Energy efficiency ³	Early school leaving in %	Tertiary education in %	Reduction of population at risk of poverty or social exclusion (in number of persons)
EU headline target	75%	3%	-20% (compared to 1990 levels)	20%	20%	<10%	40%	20,000,000
AT	77-78%	3.76%	-16%	34%	31.5	9.5%	38% (including ISCED 4/4a)	235,000
BE	73.2%	3%	-15%	13%	43.7	9.5%	47%	380,000
BG	76%	1.5%	20%	16%	15.8	11%	36%	260,000
CY	75-77%	0.5%	-5%	13%	2.2	10%	46%	27,000
CZ	75%	1% (public sector only)	9%	13%	39.6	5.5%	32%	Maintaining the number of persons at risk of poverty or social exclusion at the level of 2008, with efforts to reduce it by 30,000*
DE	77%	3%	-14%	18%	276.6	<10%	42% (including ISCED 4)	Reducing the number of long-term unemployed by 320,000 compared to 2008*
DK	80%	3%	-20%	30%	17.8	<10%	40%	Reducing the number of persons in households with low work intensity by 22,000 compared to 2008*
EE	76%	3%	11%	25%	6.5	9.5%	40%	Reducing the at risk of poverty rate to 15%*
EL	70%	1.21%	-4%	18%	27.1	9.7%	32%	450,000
ES	74%	2%	-10%	20%	119.9	15% (school dropouts)	44%	1,400,000-1,500,000
FI	78%	4%	-16%	38%	35.9	8%	42% (narrow national definition)	Reducing to 770,000 the number of persons at risk of poverty or social exclusion
FR	75%	3%	-14%	23%	236.3	9.5%	50% (for 17-33 year-olds)	1,900,000

¹ The national targets as set out in the National Reform Programmes (NRP) in April 2015.

² The national emissions reduction targets defined in Decision 2009/406/EC (or "Effort Sharing Decision") concern the emissions not covered by the Emissions Trading System. The emissions covered by the Emissions Trading System will be reduced by 21% compared to 2005 levels. The corresponding overall emission reduction will be -20% compared to 1990 levels. Targets are defined in terms of reduction of emissions or maximum increase in emissions.

³ The Energy Efficiency Directive 2012/27/EU sets out in article 3(1)(a) that the European Union 2020 energy consumption has to be of no more than 1474 Mtoe of primary energy or no more than 1078 Mtoe of final energy. This table only reports on primary energy consumption levels in 2020 expressed in Mtoe.

Tabella 1: Obiettivi per le nazioni Europee entro il 2020

Member States targets	Employment rate (in %)	R&D (in % of GDP)	Emissions reduction targets (compared to 2005 levels) ²	Renewable energy (in % of gross final energy consumption)	Energy efficiency ³	Early school leaving in %	Tertiary education in %	Reduction of population at risk of poverty or social exclusion (in number of persons)
HR	62.9%	1.4%	11%	20%	9.2	4%	35%	Reducing to 1,220,000 the number of persons at risk of poverty or social exclusion (equivalent to a reduction by 150,000 persons)
HU	75%	1.8%	10%	13%	26.6	10%	30.3%	450,000
IE	69-71%	Approximately 2% (2.5% of GNP)	-20%	16%	13.9	8%	60%	Reducing by a minimum of 200,000 the population in combined poverty (consistent poverty, at-risk-of-poverty or basic deprivation)*
IT	67-69%	1.53%	-13%	17%	158	16%	26-27%	2,200,000
LT	72.8%	1.9%	15%	23%	6.49	<9%	48.7%	Reducing to 814,000 the number of persons at risk of poverty or social exclusion
LU	73%	2.3-2.6%	-20%	11%	4.48	<10%	66%	6,000
LV	73%	1.5%	17%	40%	5.37	10%	34-36%	121,000 (at risk of poverty after social transfers and/or living in households with very low work intensity)*
MT	70%	2%	5%	10%	0.825	10%	33%	6,560
NL	80%	2.5%	-16%	14%	60.7	<8%	40%	Reducing by 100,000 the number of people (aged 0-64) living in households with very low work intensity*
PL	71%	1.7%	14%	15%	96.4	4.5%	45%	1,500,000
PT	75%	2.7-3.3%	1%	31%	22.5	10%	40%	200,000
RO	70%	2%	19%	24%	42.99	11.3%	26.7%	580,000
SE	>80%	4%	-17%	49%	43.4	<10%	40-45%	Reducing to well under 14 % the number of people aged 20-64 who are not in the labour force (except full-time students), long-term unemployed or on long-term sick leave*
SI	75%	3%	4%	25%	7.31	5%	40%	40,000
SK	72%	1.2%	13%	14%	16.2	6%	40%	170,000
UK	None	None	-16%	15%	175	None	None	None

Tabella 2: Obiettivi per le nazioni Europee entro il 2020

Com'è possibile osservare, per l'Italia, il target di produzione da rinnovabile era il 17% entro il 2020. Secondo la Direttiva 2009/28/CE, ogni Paese membro doveva preparare entro il 30 giugno del 2010 un **Piano di Azione Nazionale (PAN)**, con il quale dichiara quali sono le strategie che intende mettere in atto al fine di raggiungere i propri obiettivi. La Direttiva introduce inoltre il concetto di certificazione dell'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili, nel senso che l'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili ed immessa in rete deve essere in qualche modo tracciabile tramite una Garanzia D'Origine (GO).

La GO è un titolo che attesta che quel dato quantitativo di energia è stato prodotto da quel dato impianto da fonti rinnovabili in un dato periodo, questo titolo viene rilasciato dal GSE su richiesta dei produttori indipendenti di energia rinnovabile dopo aver effettuato i dovuti controlli sulla produzione effettiva, una volta ottenuta la GO, è possibile vendere l'energia ai clienti finali come energia rinnovabile certificata; inoltre, ciascun produttore di energia elettrica, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui è stata fornita energia elettrica ai clienti finali, è tenuto a presentare al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), una quantità di GO pari all'energia elettrica venduta in rete come energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili, una volta presentate le GO al GSE, il codice che le identifica viene annullato.

Ogni Garanzia d'Origine deve indicare:

1. La fonte energetica utilizzata per produrre l'energia, comprese le date di inizio e fine della produzione;
2. La denominazione, l'ubicazione, il tipo e la capacità produttiva dell'impianto nel quale è stata prodotta l'energia;

3. Se e in quale misura l'impianto in questione ha beneficiato di sostegni all'investimento, se e in quale misura l'unità energetica ha beneficiato in qualsiasi modo di sostegni nazionali ed il tipo di regime di sostegno;
4. La data di messa in servizio dell'impianto;
5. La data di rilascio.

Inoltre, la direttiva impone che gli Stati Membri devono:

- assicurarsi che i gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione presenti sul proprio territorio assicurino la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- garantire la priorità di dispacciamento, ovvero assicurarsi che, nel dispacciamento degli impianti di produzione di energia elettrica, i gestori del sistema di trasmissione diano priorità agli impianti di produzione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili nella misura consentita dal funzionamento sicuro del sistema elettrico nazionale e sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori;
- assicurarsi che siano adottate appropriate misure operative relative al mercato ed alla rete, affinché vi siano meno limitazioni possibili per l'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

La direttiva 2009/28/CE è stata recepita dall'Italia tramite il Decreto Legislativo 20/2011 con cui assegna due obiettivi nazionali vincolanti in termini di energia prodotta da fonti rinnovabili sui consumi lordi:

- 1- Raggiungere entro il 2020 una quota dei consumi finali lordi di energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili per almeno il 17%;
- 2- Raggiungere entro il 2020 una quota dei consumi finali lordi di energia per il settore dei trasporti prodotta da fonti rinnovabili almeno pari al 10%.

- 3- In fase di stesura del Piano di Azione Nazionale (PAN), l'Italia ha individuato e trasmesso all'Unione Europea, una possibile traiettoria annuale del percorso di raggiungimento dei propri obiettivi per il decennio compreso tra il 2010 ed il 2020 riportato in figura 5:

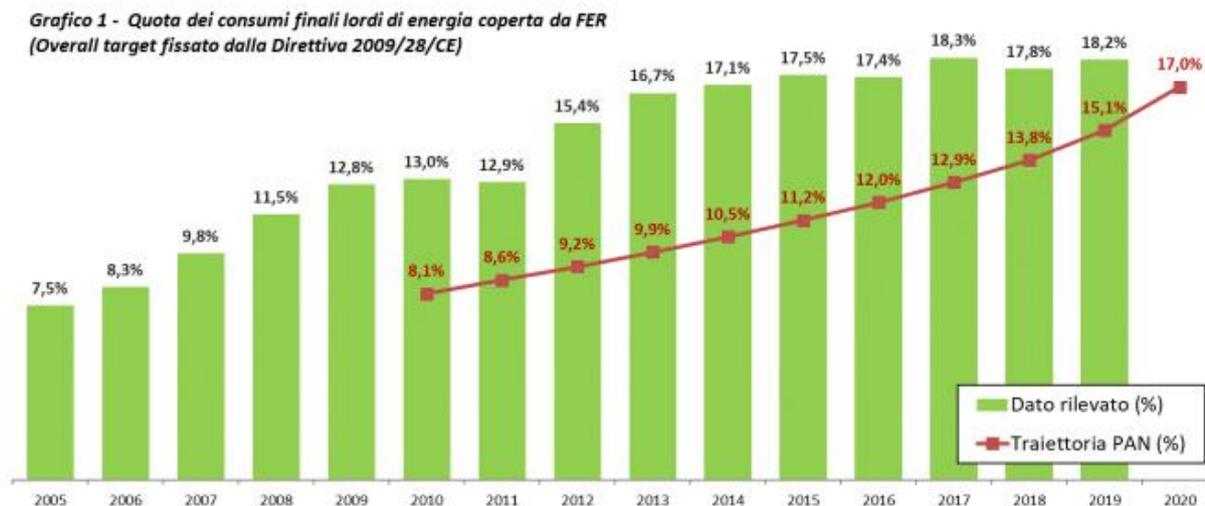


Figura 5: Quota dei consumi finali lordi di energia coperta da FER dal 2005 al 2019 e relativo obiettivo nel PAN

Come si può osservare, la traiettoria prevista dal PAN sulla quota di energia prodotta da fonti rinnovabili è stata abbondantemente superata fin dal 2010 dalla reale quota misurata, l'Italia ha di fatto superato il proprio obiettivo nel 2014, raggiungendo una quota del 17.1% che è aumentata fino al 18.2 nel 2019, ultimo dato disponibile.

1.4 Clean Energy for all European Package

Il 12 dicembre 2015, in occasione della COP 21 tenutasi a Parigi, è stato adottato da 175 Paesi un trattato giuridicamente vincolante riguardante i cambiamenti climatici, con l'obiettivo di contenere l'innalzamento delle temperature medie globali al di sotto dei 2°C, preferibilmente a 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

Per rispettare tale impegno, noto come Accordo di Parigi, nel 2019 la Comunità Europea ha rivisto il proprio quadro di politica energetica, andando a emanare un nuovo pacchetto contenente delle nuove direttive atte a continuare in modo sempre più efficace il processo di decarbonizzazione. Questo nuovo pacchetto stabilisce i nuovi obiettivi a livello di Comunità Europea per il 2030, in materia di emissioni di gas serra, fonti energetiche rinnovabili ed efficienza energetica.

Le nuove norme includono il principio di "efficienza energetica al primo posto", e stabiliscono l'obiettivo di aumentare l'efficienza dei nostri consumi di energia entro il 2030, particolare attenzione viene data al settore dell'edilizia, settore fondamentale per la transizione verso la completa decarbonizzazione, poiché gli edifici rappresentano circa il 40% dei consumi

finali di energia ed il 36% delle emissioni di gas serra in Europa. accelerando il tasso di ristrutturazione degli edifici, aumentandone l'efficienza energetica e sfruttando tutte le tecnologie intelligenti disponibili, questo settore può contribuire ad un'economia competitiva e neutra in termini di emissioni di carbonio.

L'UE ha stabilito che ogni Paese deciderà in autonomia quali strategie adottare per raggiungere i propri obiettivi, dopo di che dovrà presentare un **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima** (PNIEC) per il periodo 2021 – 2030, le proposte presenti sul Piano saranno poi valutate dalla Commissione Europea per verificare e garantire che vengano rispettati gli impegni presi a livello Europeo nell'ambito dell'Accordo di Parigi. L'obiettivo di tali misure è quello di garantire una transizione energetica in modo equo a tutti i livelli dell'economia nazionale, a partire dalla produzione energetica fino alle abitazioni.

Il pacchetto “energia pulita per tutti gli europei” mira a stabilire un equilibrio tra il processo decisionale a livello dell'UE, nazionale e locale, in questo modo si scoprono sinergie e miglioramenti di efficienza che rimarrebbero inesplorati se ciascun Paese agisse in modo completamente autonomo. Ogni Paese, conserva tuttavia la propria indipendenza sulla scelta del mix energetico e del percorso da intraprendere per raggiungere gli obiettivi climatici ed energetici che si è dato, ma tenendo conto di un contesto di Comunità Europea.

Una novità che viene introdotta è quella dell'importanza decisionale del cittadino, le nuove misure infatti, non sono volte soltanto alle imprese, ma soprattutto agli utenti finali, i quali vedono un incremento sostanziale del proprio potere decisionale dal punto di vista dell'approvvigionamento energetico. Per stimolare un miglioramento dell'efficienza del sistema elettrico nazionale, sono stati rivisti i diritti dei consumatori, i cittadini avranno di fatto una reale influenza sulla propria impronta energetica, sia attraverso l'utilizzo dei contatori intelligenti, sia attraverso il controllo delle bollette domestiche, avendo adesso la possibilità di investire direttamente sull'autoproduzione, accumulo, condivisione ed autoconsumo di energia elettrica rinnovabile, e ricavarne dei benefici economici diretti, dovuti al mancato acquisto di energia dalla rete, ed indiretti dovuti alle varie forme incentivanti erogate dal governo.

Gli obiettivi che l'Europa dovrà raggiungere entro il 2030 sono:



- una riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas serra;
- portare ad almeno il 32% la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sui consumi lordi finali;
- raggiungere almeno il 32.5% di efficienza energetica.

Figura 6: Obiettivi per l'Unione Europea per il 2030

Il pacchetto energia pulita per tutti gli europei è composto dalle 8 direttive riassunte in tabella 3:

Pacchetto energia pulita per tutti gli europei - processo legislativo

	Proposta della Commissione europea	Negoziati interistituzionali dell'UE	Adozione al Parlamento europeo	Adozione del Consiglio	Pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale
Prestazioni energetiche negli edifici	30/11/2016	accordo politico	17/04/2018	14/05/2018	19/06/2018 - Direttiva (UE) 2018/844
Energia rinnovabile	30/11/2016	accordo politico	13/11/2018	04/12/2008	21/12/2018 - Direttiva (UE) 2018/2001
Efficienza energetica	30/11/2016	accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 - Direttiva (UE) 2018/2002
Governance dell'unione dell'energia	30/11/2016	accordo politico	13/11/2018	04/12/2018	21/12/2018 - Regolamento (UE) 2018/1999
Regolamentazione dell'energia elettrica	30/11/2016	accordo politico	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Regolamento (UE) 2019/943
Direttiva sull'elettricità	30/11/2016	accordo politico	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Direttiva (UE) 2019/944
Preparazione al rischio	30/11/2016	accordo politico	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Regolamento (UE) 2019/941
ACER	30/11/2016	accordo politico	26/03/2019	22/05/2019	14/06/2019 - Regolamento (UE) 2019/942

Tabella 3: Elenco Direttive contenute nel Clean Energy for all European Package

La direttiva 2018/2001/UE sulle energie rinnovabili, meglio conosciuta come RED II e la direttiva 2019/944/UE sul mercato dell'energia elettrica, conosciuta come direttiva IEM, definiscono il quadro giuridico a livello europeo per la partecipazione alla transizione energetica, da parte del singolo e della collettività, introducendo definizioni specifiche per gli schemi di autoconsumo ed autoconsumo collettivo all'interno delle comunità energetiche.

A livello italiano, il PNIEC è stato adottato in attuazione del Regolamento 2018/1999/UE e inviato alla Commissione Europea a gennaio 2020, al termine di un percorso avviato nel 2018. Una prima proposta di Piano è stata inviata alla Commissione in data 8 gennaio 2019 e su di essa sono state condotte consultazioni istituzionali e pubbliche, con l’invio ai Presidenti di Camera e Senato, al Ministero per gli affari regionali e le autonomie e all’ARERA.

A livello parlamentare, la Commissione della Camera ha ottenuto una serie di audizioni in materia, nell’ambito dell’indagine conclusiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia Energetica Nazionale (scaduta a fine 2020) al Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) valido fino al 2030.

All’interno della tabella 4 sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra:

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tabella 4: Principali obiettivi su energia e clima dell’UE e dell’Italia al 2020 e al 2030

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono il raggiungimento di:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;

- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE. Nel quadro di un'economia a basse emissioni di carbonio, PNIEC prospetta inoltre il phase out del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

Gli obiettivi delineati nel PNIEC al 2030 sono destinati ad essere rivisti ulteriormente al rialzo, in ragione dei più ambiziosi target delineati in sede europea con il "Green Deal Europeo" (COM (2019) 640 final). Il Green Deal ha riformulato su nuove basi l'impegno ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente, puntando ad un più ambizioso obiettivo di riduzione entro il 2030 delle emissioni di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, e nel medio lungo termine, alla trasformazione dell'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra. [1]

I nuovi target, che sono stati "recepiti" dalla Legge europea sul clima ma, per poter essere raggiunti, richiedono, a loro volta, una rideterminazione dei piani di sviluppo al 2030 delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'interconnettività elettrica, fattori determinanti per abbassare la produzione di gas serra in modo molto più veloce alla fine del decennio. A tal fine, in sede europea, a luglio 2021, sono state presentate una serie di proposte legislative (cd. Pacchetto Fit for 55).

La neutralità climatica nell'UE entro il 2050 insieme all'obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030 hanno costituito il riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde contenuti nei recenti **Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza** (PNRR), figurando tra i principi fondamentali base enunciati dalla Commissione UE nella Strategia annuale della Crescita sostenibile - SNCS 2021 (COM (2020)575final). Spinta anche dall'emergenza COVID-19.

Il Piano nazionale italiano di ripresa e resilienza profila, dunque, un futuro aggiornamento degli obiettivi sia del Piano Nazionale integrato Energia e Clima (PNIEC) e della Strategia di lungo termine per la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, per riflettere i mutamenti nel frattempo intervenuti in sede europea. Nelle more di tale aggiornamento, che sarà condizionato anche dall'approvazione definitiva del Pacchetto legislativo europeo "Fit for 55", il Ministero della Transizione ecologica ha adottato il Piano per la transizione ecologica PTE, che fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche integrato con gli obiettivi già delineati nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). Sul Piano per la transizione ecologica (PTE), l'VIII Commissione Ambiente della Camera ha espresso, in data 15 dicembre 2021, parere favorevole con osservazioni. [2]

Il Documento indica un nuovo obiettivo nazionale di riduzioni emissioni climalteranti al 2030. Il precedente obiettivo del PNIEC consisteva, in termini assoluti, in una riduzione da 520 milioni di tonnellate emesse nel 1990 a 328 milioni al 2030. Ora, il target 2030 è intorno a quota 256 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente (-72 tonnellate, con una percentuale di riduzione che passa da -58,54 a - 103,13).

Il Piano indica quindi la necessità di operare ulteriori riduzioni di energia primaria rispetto a quanto già disposto nel PNIEC: la riduzione di energia primaria dovrebbe passare dal 43 al 45% (rispetto allo scenario energetico base europeo Primes 2007) da ottenere nei comparti a maggior potenziale di risparmio energetico come residenziale e trasporti, grazie anche alle misure avviate con il PNRR. [2]

La generazione di energia elettrica dovrà dismettere l'uso del carbone entro il 2025 e provenire nel 2030 per il 72% da fonti rinnovabili, fino a livelli prossimi al 95-100% nel 2050. Pur lasciando aperta la possibilità di un contributo delle importazioni, di possibili sviluppi tecnologici e della crescita di fonti rinnovabili finora poco sfruttate (come l'eolico offshore), si punterà sul solare fotovoltaico, che secondo le stime potrebbe arrivare tra i 200 e i 300 GW installati. Si tratta di un incremento notevole, di un ordine di grandezza superiore rispetto ai 21,4 GW solari che risultano operativi a fine 2020.

Per raggiungere invece i possibili obiettivi intermedi al 2030, ovvero una quota di energie rinnovabili pari al 72% della generazione elettrica, si stima che il fabbisogno di nuova capacità da installare arriverebbe a circa 70-75 GW di energie rinnovabili (mentre a fine 2019 la potenza efficiente lorda da fonte rinnovabile installata nel Paese risultava complessivamente pari a 55,5 GW).

Almeno due sono gli ostacoli - strettamente collegati - che devono essere superati: le difficoltà autorizzative che rallentano e limitano la crescita del settore e degli investimenti (il problema del "permitting" affrontato in sede PNRR e D.L. n. 77/2021) e la lenta progressione della capacità rinnovabile, che nel 2019 è cresciuta di poco più di 1,2 GW (750 MW di solare e 450 MW di eolico (secondo dati del GSE) e nel 2020 di soli 0,72 GW.

Il Piano indica poi come decisivi lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione e degli accumuli. Per lo stoccaggio, la Strategia di Lungo Termine prevede una capacità di 30-40 GW di sistemi di accumulo elettrochimici (70-100 TWh di energia complessivamente accumulata). Dovrà anche essere approntato un piano per le aree idonee ad accogliere impianti, che in linea teorica potrebbero estendersi approssimativamente tra i 300 e i 450 mila ettari.

Uno degli obiettivi del PTE è ridurre a breve e in modo significativo l'incidenza della povertà energetica (che interessa il 13% delle famiglie italiane), andando oltre il "bonus sociale", lo sconto sulla bolletta elettrica e del gas esteso automaticamente dal 2021 a tutti gli aventi diritto, con misure più strutturali.

L'elettrificazione del sistema dell'energia primaria, nella prospettiva di decarbonizzazione totale al 2050, dovrà superare il 50%. Sarà dunque necessario puntare a un'accelerazione dello sviluppo del vettore elettrico rispetto alla quota del 22% raggiunta nel

2018 (era al 17% nel 1990) in virtù soprattutto di una decisa crescita nel settore dei trasporti (il PNRR prevede 31.500 punti di ricarica ultra veloce per i veicoli elettrici) e degli edifici, con una maggior diffusione delle pompe di calore.

Il Documento, in linea con gli investimenti delineati dal PNRR, si prefigge una sostanziale decarbonizzazione del comparto industriale, in particolare nei settori "hard to abate" (siderurgia vetro, ceramica, cemento, chimica), il cui principio guida è quello dell'"energy efficiency first". Sarà poi necessario il passaggio da combustibili fossili ai combustibili rinnovabili come idrogeno, bioenergie e fuel sintetici, l'elettrificazione spinta dei consumi e il ricorso a cattura e stoccaggio della CO2 residua (CCS - CCU).

Sul lungo termine, la sfida resta quella dell'energia nucleare da fusione, su cui si continuerà ad investire nella ricerca. Il Documento evidenzia che il negoziato con la Commissione sul recepimento del pacchetto "Fit for 55" potrà richiedere una revisione degli obiettivi energetici proposti dallo stesso Piano per la transizione ecologica. [1] [2]

Capitolo 2

Le comunità energetiche

2.1 Nascita e definizione delle comunità energetiche

Sebbene una vera definizione di comunità energetica venga fornita per la prima volta all'interno della direttiva europea RED II, le prime forme di autoproduzione e condivisione di energia sono apparse intorno ai primi del '900, grazie a dei progetti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, quali l'idroelettrico, l'eolico ed il fotovoltaico nelle zone in cui l'accesso alle reti elettriche risultava essere difficoltoso o molto costoso.

Nel corso degli anni Settanta, in Danimarca iniziarono a prendere vita alcune cooperative di cittadini con lo scopo di promuovere le fonti energetiche rinnovabili per poi diffondersi negli anni Ottanta anche in Germania e Belgio.

In Italia, uno dei primi progetti di condivisione dell'energia nacque nel comune di Funes, in Alto Adige, nel 1921 con la "Società Elettrica Santa Maddalena", una società nata per lo sviluppo sostenibile del territorio che vide per la prima volta anche la compartecipazione dei cittadini.

Ancora oggi, a Funes si produce energia elettrica con impianti idroelettrici, fotovoltaici e con impianti a biomassa, con i quali si riesce a soddisfare l'intero fabbisogno del territorio, la restante parte dell'energia prodotta e non auto consumata viene immessa in rete ed i ricavi che ne derivano vengono reinvestiti nel territorio stesso, rendendo di fatto la valle indipendente al 100% dalla rete elettrica nazionale.

Un altro esempio di cooperativa nata negli stessi anni è la EWERK PRAD, Cooperativa di Prato allo Stelvio che gestisce 17 impianti a fonti energetiche rinnovabili, tra i quali 4.000 kW installati da impianti idroelettrici, 103 kW da impianti fotovoltaici e 1.600 kW da biomassa; un modello fondato da un gruppo di ragazzi che nel 1923 decide di costruire una mini centrale idroelettrica con lo scopo di sostenerne i costi, avviando una cooperativa insieme a 40 famiglie del posto; ad oggi, la cooperativa conta 1350 soci, ovvero il totale delle famiglie del piccolo comune che, oltre ad essere utenti, grazie alla formula cooperativa sono anche titolari della produzione di energia elettrica e del gas, e grazie alla vendita di queste, si ottiene un risparmio in bolletta da parte delle famiglie del 30% per l'energia elettrica e del 20% per il gas.

Nel 2018, con l'approvazione della Direttiva Europea 2018/2001/UE (RED II), in particolare all'articolo 2 vengono introdotte, per la prima volta, le definizioni di:

- **«autoconsumatore di energia rinnovabile»:** *“un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale”;*
- **«autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»:** *“gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto 14) e si trovano nello stesso edificio o condominio”;*
- **«comunità di energia rinnovabile»:** *“soggetto giuridico: a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione; b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali; c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari”. [3]*

Le comunità di energia rinnovabile (CER) sono disciplinate dall'articolo 22 della direttiva europea RED II, nella quale, viene imposto che ciascuno stato membro, assicurino che i clienti domestici abbiano il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale. Gli stati membri devono inoltre garantire che le comunità di energia rinnovabile abbiano il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita; abbiano inoltre il diritto di scambiare energia all'interno della comunità. [3]

Gli Stati membri includono una sintesi delle politiche e delle misure previste dal quadro favorevole, nonché una valutazione della loro attuazione nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999. 7. Il presente articolo si applica fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE. [3]

La direttiva RED II, per quanto attiene agli articoli 21 e 22, relativi rispettivamente ad autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili e comunità di energia rinnovabile, viene recepita dall'Italia in forma anticipata e sperimentale tramite l'articolo 42 bis del Decreto-legge 162/19 del DL Milleproroghe, che a sua volta è stato attuato tramite:

- La Delibera ARERA 318/2020/R/eel che disciplina le modalità e la regolamentazione economica relativi all'energia elettrica che viene condivisa all'interno di edifici o condomini nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, oppure nell'ambito delle comunità di energia rinnovabile;
- Il DM MISE 16 settembre 2020 che individua le tariffe incentivanti per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle suddette configurazioni regolamentate, entrati in esercizio dal 1° marzo 2020 fino a 60 giorni dal provvedimento di recepimento del RED II.

In particolare, l'articolo 42 bis prevede che fino al completo recepimento della RED II, sia possibile incentivare ed attivare l'autoconsumo collettivo da fonti energetiche rinnovabili, in modo da realizzare le prime CER secondo specifiche modalità e condizioni iniziali sperimentali, in particolare, sono stati inizialmente introdotti dei requisiti specifici da rispettare in termini di ambito, estensione, proprietà degli impianti e di caratteristiche degli impianti. Tali requisiti sono riassunti in modo schematico in Tabella 5:

AMBITO	ESTENSIONE	PROPRIETA'	CARATTERISTICHE
Comunità energetiche	Gli azionisti membri devono essere sottesi alla medesima cabina secondaria di trasformazione MT/BT	Libera, gli impianti possono essere di proprietà di terze parti e gestiti da soggetti terzi, purché non costituisca la principale attività commerciale	Limite sulla potenza massima di ogni singolo impianto imposto a 200 kW, e gli impianti devono essere installati nell'area afferente agli edifici nel caso gruppo di autoconsumatori
Gruppo di autoconsumatori	Gli azionisti membri devono essere localizzati nello stesso edificio o condominio		

Tabella 5: Caratteristiche e definizioni di Comunità Energetiche e Gruppo di Autoconsumatori

Il monitoraggio delle prime realizzazioni in via sperimentale è funzionale al fine dell'acquisizione di elementi quali, le problematiche che gli utenti possono incontrare nell'iter realizzativo, effetti che le stesse CER possono avere sul territorio in termini sociali ed ambientali, analisi dello stress delle reti elettriche esistenti e, più in generale di tutti quegli aspetti che aiutano il legislatore a perfezionare il completo recepimento delle direttive RED II ed IEM sul mercato interno dell'elettricità, sulla base di questo primo periodo sperimentale.

Il 15 dicembre 2021 si è concluso il periodo di monitoraggio ed è ufficialmente entrato in vigore il decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, che recepisce in modo definitivo le direttive RED II e IEM. Il completo recepimento delle suddette direttive completa il quadro

normativo italiano e permette lo sviluppo delle comunità energetiche su larga scala; in particolare grazie a due importanti novità introdotte:

- **aumento del limite di potenza degli impianti ammessi ai meccanismi di incentivazione da 200 kW ad 1 MW;**
- **estensione del limite di connessione tra membri della comunità energetica dalla cabina secondaria alla cabina primaria.**

La normativa inoltre distingue gli impianti di produzione da fonti rinnovabili in due tipologie in base alla loro potenza:

- grandi impianti, per potenze uguali o superiori ad 1 MW;
- impianti di piccola taglia, per potenze inferiori ad 1 MW.

Lo sviluppo dello studio di fattibilità, oggetto del presente lavoro di tesi, verrà effettuato tenendo in considerazione questi nuovi vincoli, nell'ipotesi che il sistema incentivante rimanga il medesimo.

2.2 I meccanismi di incentivazione

Per quanto riguarda la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia, nell'Articolo 8 del decreto 8 novembre 2021 vengono aggiornati i meccanismi di incentivazione per gli impianti alimentati con fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW:

- possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili che hanno singolarmente una potenza non superiore a 1 MW e che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto;
- per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili, l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo sottese alla stessa cabina primaria;
- l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;
- la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio dell'impianto e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri.

Tuttavia, la normativa sugli incentivi non è ancora stata aggiornata rispetto al nuovo decreto di recepimento definitivo, dunque, per poter partire con lo sviluppo su larga scala delle comunità energetiche e dei gruppi di autoconsumatori, manca l'ultimo step: entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, ARERA dovrà definire le nuove modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione. [4]

Ad oggi, le tariffe incentivanti per le comunità energetiche e per i gruppi di autoconsumatori sono definite dal Ministero dello Sviluppo Economico tramite il DM 16 settembre 2020, nello specifico il decreto definisce la tariffa incentivante per la promozione dell'autoconsumo collettivo e le CER al fine di raggiungere gli obiettivi del PNIEC; inoltre sono specificate le condizioni di cumulabilità con gli altri incentivi e con lo scambio sul posto, individua i limiti e le modalità relativi alla valorizzazione dell'energia condivisa prodotta da impianti fotovoltaici che accedono alle detrazioni fiscali relative al superbonus 110% e nomina il Gestore dei Sistemi Energetici (GSE) come soggetto incaricato alla gestione del meccanismo di incentivazione ed erogazione dei servizi e degli incentivi.

I rapporti tra i soggetti appartenenti a una delle due configurazioni sono regolati da un contratto di diritto privato che:

- prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;

- individua univocamente un soggetto delegato responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa a cui i soggetti possono, inoltre, demandare la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE;
- consente ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati.

Nel caso, ad esempio di condomini, il contratto può essere costituito anche dal verbale di delibera assembleare firmato dai condòmini che aderiscono al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Nel caso di comunità di energia rinnovabile i contenuti sopra elencati sono parte integrante dello Statuto e/o nell'atto costitutivo della medesima comunità.

La stipula di un contratto che contenga almeno i contenuti sopra elencati ovvero l'integrazione di tali contenuti nello Statuto e/o nell'atto costitutivo della comunità di energia rinnovabile deve avvenire prima della richiesta di accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa. [5]

2.3 I requisiti di accesso agli incentivi

Affinché gli impianti vengano ammessi al servizio di incentivazione, a prescindere dal tipo di configurazione, è necessario che siano alimentati da fonti energetiche rinnovabili, entrati in esercizio a partire dall'entrata in vigore del recepimento definitivo della RED II e IEM, avere una potenza non superiore a 1 MW per singolo impianto. Sono inoltre ammessi tutti gli impianti entrati in esercizio in una data antecedente a quella dell'entrata in vigore del decreto legislativo 8 novembre 2021, nella misura del 30% della potenza installata, oltre agli impianti di nuova costruzione o potenziamenti di impianti preesistenti, ma in questo caso ha diritto agli incentivi soltanto la parte di impianto relativa all'ampliamento.

Per impianto di produzione di energia elettrica alimentato da fonti rinnovabili, si intende un impianto che utilizza a tale scopo esclusivamente una delle seguenti fonti primarie di energia:

- biomassa
- idraulica
- gas di discarica
- gas residuati dai processi di depurazione e del biogas
- eolica
- solare
- aerotermica
- geotermica
- idrotermica e oceanica

2.3.1 Requisiti per gruppi di autoconsumatori

I soggetti che vogliono istituire un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente devono essere clienti finali e/o produttori in possesso di tutti i seguenti requisiti:

- essere titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio;
- non svolgere come attività commerciale o professionale principale la produzione e scambio di energia elettrica;
- aver sottoscritto un contratto di diritto privato avente i requisiti previsti dall'Art. 42bis del decreto-legge 162/19 e descritti al paragrafo 2.2 estrapolato dalle regole tecniche del GSE;
- aver dato mandato al Referente per la costruzione e gestione della configurazione e per la richiesta al GSE e l'ottenimento dei benefici dal servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa.
- almeno due clienti finali e un impianto/sezione di impianto di produzione. [6]

2.3.2 Requisiti per comunità di energia rinnovabile

I soggetti che intendono istituire una comunità di energia rinnovabile devono rispettare i seguenti requisiti:

- essere un soggetto giuridico autonomo che, agendo a proprio nome, possa esercitare ed essere soggetto ad obblighi;
- avere come oggetto sociale prevalente (come riscontrabile dallo Statuto e/o dall'atto costitutivo) quello di 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;
- avere uno Statuto o un atto costitutivo che prevedano:
 - una partecipazione alla comunità aperta e volontaria;
 - che la comunità sia autonoma ed effettivamente controllata dagli azionisti o membri facenti parte della configurazione;
 - il rispetto di tutte le condizioni previste dalla Delibera 04 agosto 2020 318/2020/R/eel, con particolare riferimento a quelle previste dal contratto di diritto privato di cui all'Art. 42bis del decreto-legge 162/19 descritto al paragrafo 2.2 estrapolato dalle regole tecniche del GSE;

- avere azionisti o membri che siano persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;
- essere proprietaria ovvero avere la piena disponibilità degli impianti di produzione appartenenti alla configurazione.

I soggetti, produttori e/o clienti finali, facenti parte della configurazione di comunità di energia rinnovabile devono possedere tutti i seguenti requisiti:

1. essere azionisti o membri di un medesimo soggetto giuridico, ovvero la comunità stessa;
2. essere persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
3. nel caso di imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non deve costituire l'attività commerciale e/o industriale principale;
4. essere titolari di punti di connessione ubicati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione;
5. aver dato mandato alla comunità di energia rinnovabile per la richiesta al GSE e l'ottenimento dei benefici previsti dal servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa. [6]

2.4 I contributi spettanti

I contributi economici spettanti alle due tipologie di configurazione ammesse, sono riconosciuti per ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione, per la durata di 20 anni a partire dalla data di decorrenza commerciale dell'impianto di produzione ovvero dalla prima data per cui l'energia di tale impianto rileva ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa.

Per quanto riguarda il calcolo dell'energia condivisa per le due configurazioni previste nel periodo sperimentale, si individua un modello di realizzazione della rete che è chiamato “*modello virtuale*” dove, a differenza del “*modello reale*”, l'impianto a fonte rinnovabile è connesso alla rete pubblica esclusivamente tramite un contatore di scambio, per cui, non vi sono reti private direttamente connesse all'impianto come nell'esempio rappresentato in figura 7:

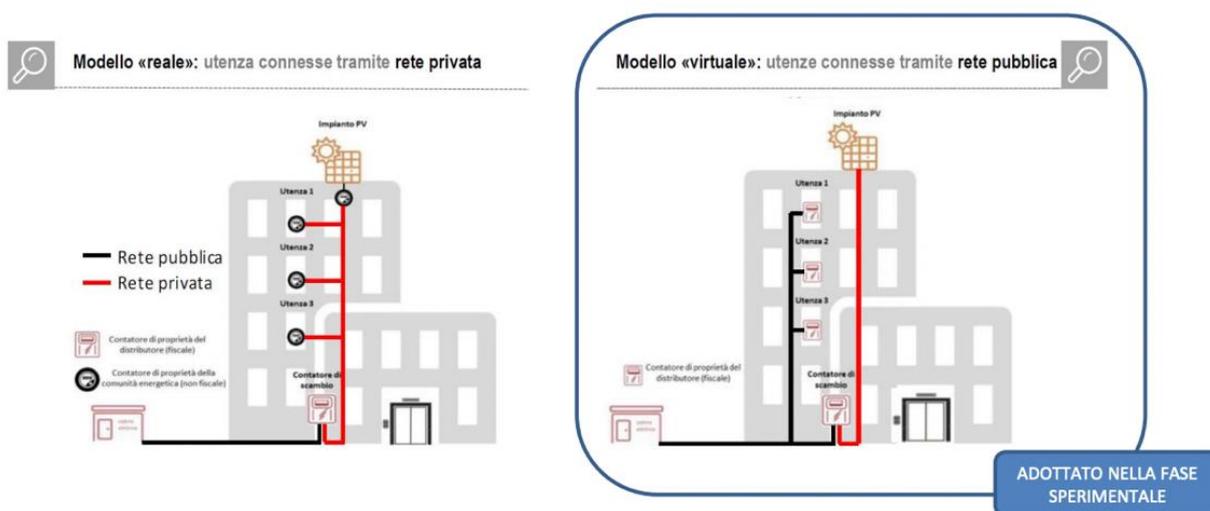


Figura 7: Modelli di realizzazione di rete Reale e Virtuale

Il modello virtuale consiste nel fatto che l'energia condivisa è calcolata in un'ora secondo un algoritmo di calcolo, per cui l'impianto a fonti rinnovabili immette tutta l'energia prodotta in rete attraverso il contatore di scambio e per ogni singola ora viene effettuato un confronto tra questa energia immessa in rete e la sommatoria di tutta l'energia elettrica prelevata su ogni singolo POD, ovvero da ogni singolo utente, il minor valore tra queste due quantità determina l'energia condivisa ed incentivata secondo il modello virtuale. [7]

Per ciascun kWh di energia elettrica condivisa vengono riconosciuti dal GSE, per un periodo di 20 anni:

- un corrispettivo unitario, individuato come somma della tariffa di trasmissione per le utenze di bassa tensione e del valore più elevato della componente variabile della tariffa di distribuzione per le utenze altri usi in bassa tensione.

Nel caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è previsto un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate (variabile a seconda del livello di tensione e del Prezzo Zonale Orario dell'energia elettrica);

- una tariffa premio pari a 100 €/MWh per i gruppi di autoconsumatori e 110 €/MWh per le comunità di energia rinnovabile;
- valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, ovvero ceduta con il ritiro dedicato oppure venduta al mercato libero.

Al termine del periodo dei 20 anni, il contratto può essere oggetto di proroga su base annuale tacitamente rinnovabile in relazione alle sole parti afferenti al corrispettivo unitario, fatto salvo quanto potrebbe derivarne dal recepimento definitivo della RED II. [8]

Il periodo di diritto della tariffa premio è considerato al netto di eventuali fermate:

- disposte dalle competenti autorità, secondo la normativa vigente, per problemi connessi alla sicurezza della rete elettrica riconosciuti dal gestore di rete, per eventi calamitosi riconosciuti dalle competenti autorità e per altre cause di forza maggiore riscontrate dal GSE.
- per la realizzazione di interventi di potenziamento, anche eseguiti successivamente alla data ultima per l'accesso alle tariffe incentivanti (sessanta giorni dal recepimento della direttiva).

In tale ultimo caso l'estensione del periodo nominale di diritto non può essere, comunque, superiore a dodici mesi.

È inoltre possibile richiedere, contestualmente all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, anche il servizio di ritiro dell'energia immessa in rete. In tal caso, il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE viene attivato per tutti gli impianti di produzione la cui energia elettrica rileva per la configurazione. Qualora il ritiro dell'energia elettrica non venga richiesto contestualmente all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, con riferimento a ciascun impianto di produzione le cui immissioni rilevano per la quantificazione dell'energia elettrica condivisa, è possibile scegliere liberamente con quali modalità valorizzare l'energia elettrica immessa in rete. [5]

2.4.1 Cumulabilità con altri incentivi

I contributi economici spettanti all'energia condivisa nell'ambito di una delle due configurazioni ammesse sono alternativi agli incentivi di cui al D.M. 04 luglio 2019 e al meccanismo dello Scambio sul Posto.

Resta ferma la possibilità di fruire delle detrazioni fiscali previste dall'articolo 16-bis, comma 1, lettera h), del testo unico delle imposte sui redditi, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 o, in alternativa e per i soli impianti fotovoltaici, delle detrazioni di cui dall'articolo 119 del DL Rilancio (c.d. *Superbonus*).

In caso si usufruisca delle detrazioni di cui dall'articolo 119 del DL Rilancio (c.d. *Superbonus*) è prevista la cessione in favore del GSE dell'energia immessa in rete.

La tariffa premio non spetta sull'energia elettrica condivisa ascrivibile:

- alla quota di potenza (≤ 20 kW) di impianti fotovoltaici che hanno accesso alla detrazione del *Superbonus*;
- alla quota di potenza realizzata ai fini del soddisfacimento dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici previsto al comma 4, art. 11 del D.lgs 28/2011;
- agli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole (con esclusione delle aree dichiarate come siti di interesse nazionale o delle discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave o lotti di cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento per le quali l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione abbia attestato l'avvenuto completamento delle attività di recupero e ripristino ambientale previste nel titolo autorizzatorio nel rispetto delle norme regionali vigenti).

Resta fermo comunque, nei suddetti casi, il diritto al corrispettivo unitario previsto dalla Delibera ARERA.

Nel caso di impianti entranti in esercizio nel periodo che va dal 1° marzo 2020 fino a sessanta giorni successivi alla data di entrata in vigore del Decreto 16 settembre 2020, ovvero dal 1° marzo 2020 al 16 gennaio 2021, è possibile recedere dalla convenzione di Scambio sul Posto con il GSE ai fini dell'inserimento dei medesimi impianti in configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità di energia rinnovabile, con effetti decorrenti dalla data indicata dal Referente, comunque successiva al primo giorno del mese successivo alla data di chiusura della medesima convenzione.

In tal caso, con l'ammissione al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa i contratti di scambio sul posto eventualmente stipulati saranno quindi risolti di diritto. [8]

2.5 Accesso al servizio di incentivazione erogato dal GSE

L'invio della richiesta di accesso al meccanismo di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa può essere fatto solo dal Soggetto Referente della configurazione. Il Referente di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è:

- il condominio, che agisce per il tramite del suo amministratore o rappresentante laddove non vi sia obbligo di nomina dell'amministratore, o un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione del gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, nel caso in cui i punti di connessione del suddetto gruppo siano ubicati all'interno di un medesimo condominio;
- il proprietario dell'edificio, che nel caso di persone giuridiche agisce per il tramite del suo legale rappresentante, o un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione del gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, nel caso in cui i punti di connessione del suddetto gruppo siano ubicati all'interno di un medesimo edificio le cui unità immobiliari siano di un unico soggetto.

Il Referente di una comunità di energia rinnovabile è la comunità stessa. [8]

Capitolo 3

Analisi del caso studio

3.1 L'idea alla base del progetto

Il presente lavoro di tesi nasce a seguito di un confronto con l'ingegner Laganà, nonché il mio correlatore, grazie al quale è nata l'idea di sviluppare un progetto volto alla transizione energetica del Paese, argomento molto attuale e di particolare interesse, da cui l'idea di studiare la fattibilità di una **comunità energetica all'interno del comune di Floresta (ME)**, piccolo borgo montano della Sicilia.

Il lavoro è stato reso possibile grazie alla disponibilità dimostrata da parte del comune di Floresta, alla collaborazione dell'ufficio tecnico, grazie al quale si è entrati in possesso di alcuni dati fondamentali per il corretto dimensionamento degli impianti.

3.2 Inquadramento generale del territorio e analisi delle fonti energetiche rinnovabili disponibili

Il comune di Floresta si trova in Sicilia, si estende su una superficie 31,1 km² all'interno del Parco dei Nebrodi, con un'altitudine di 1275 m s.l.m. ed una popolazione di circa 540 abitanti.

Come molti piccoli comuni, anche Floresta è soggetto ad un progressivo spopolamento, dovuto principalmente alla mancanza di posti di lavoro; l'economia del paese si basa principalmente sull'agricoltura, l'allevamento ed il turismo.



Figura 8: Foto panoramica Comune di Floresta (ME)

Con riferimento al DM Requisiti Minimi, di seguito i dati climatici di Floresta:

Zona Climatica	F
Gradi Giorno	3309
Fonti Rinnovabili Disponibili	Solare, Biomasse, Eolico

Tabella 6: Dati Climatici

Il territorio offre una posizione strategica che gli permette di sfruttare al meglio la radiazione solare durante tutto l'anno, oltre che l'energia eolica. Ad esclusione dell'eolico e delle biomasse che in questa sede non verranno esaminati per carenza di dati, verrà presa in considerazione e nel dettaglio soltanto l'energia solare.

3.2.1 - L'energia solare

Il territorio offre una posizione strategica che gli permette di sfruttare al meglio la radiazione solare durante tutto l'anno, non avendo grossi ostacoli che interferiscono con la radiazione solare diretta come illustrato in figura 9.

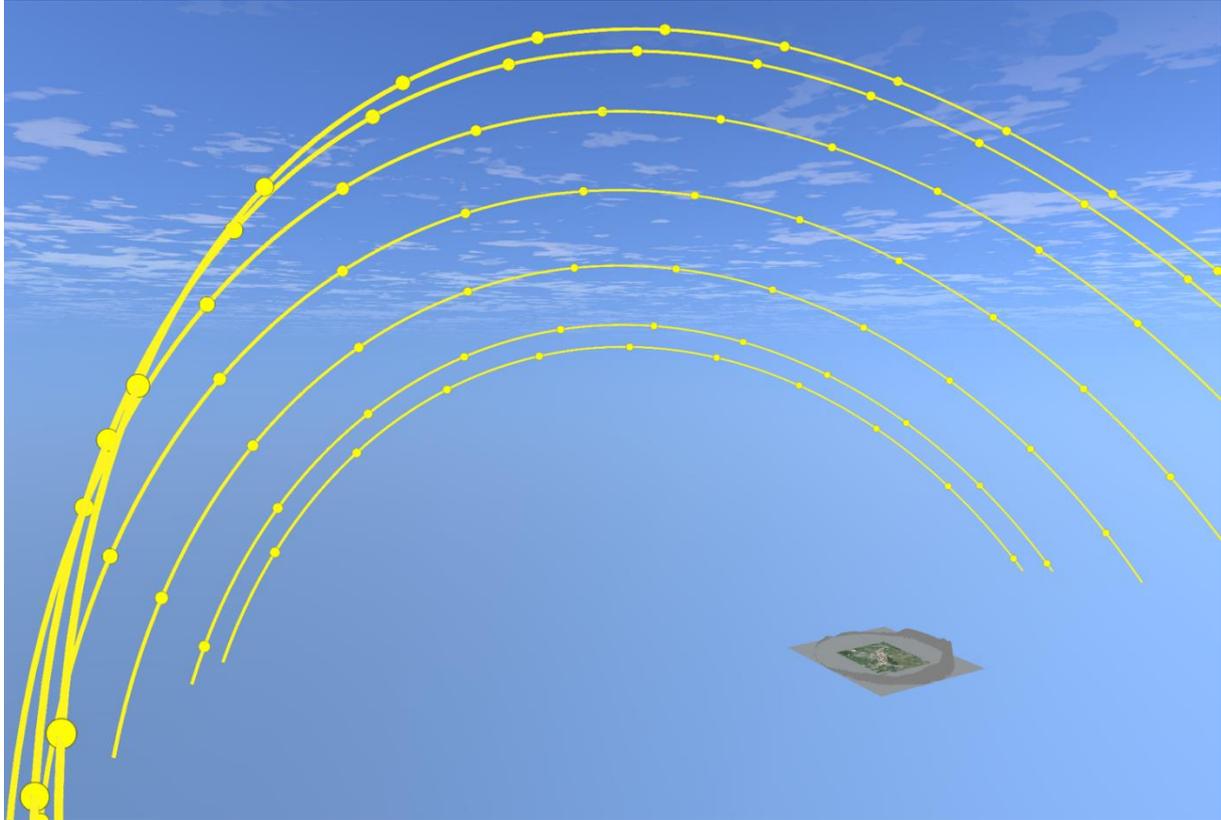


Figura 9: Rappresentazione Orbite solari su Floresta (ME)

Nell'immagine è raffigurato il territorio comunale e le orbite solari durante tutti i periodi dell'anno con il sole che rispetto all'immagine sorge a sinistra e tramonta a destra, è possibile notare come non si hanno significativi ombreggiamenti durante le ore del mattino in nessun periodo dell'anno, mentre per le ore serali si ha un leggero ombreggiamento nella stagione estiva a partire dalle ore 18:00 circa dovuto al piccolo altopiano situato proprio alle spalle del paese in direzione Nord-Ovest.

Al fine di valutare la producibilità di un impianto di generazione fotovoltaica è importante conoscere le caratteristiche di irraggiamento del sito prescelto, il territorio siciliano, in particolare, offre un ottimo potenziale di irraggiamento. Per effettuare una stima del potenziale solare dell'area di Floresta si fa riferimento al portale online PVGIS⁶ messo a disposizione dalla Commissione Europea, il quale fornisce una considerevole quantità di dati utili al calcolo della producibilità degli impianti fotovoltaici.

⁶ Sigla PVGIS - *photovoltaic geographical information system* - indica il Sistema interattivo online ideato dal Centro comune di ricerca (JRC) col fine di stimare il rendimento dell'energia solare in qualsiasi sito europeo.

La quantità di energia solare radiante sul sito di interesse viene generalmente indicata col simbolo I l'irradianza globale, con I_d l'irradianza diffusa e con I_b l'irradianza diretta.

La quantità di energia che può essere utilizzata da un dispositivo fotovoltaico per trasformarla in energia elettrica dipende dall'irraggiamento del sito in cui esso viene installato, l'irraggiamento è definito come la quantità di energia solare, espressa in kWh, incidente su una superficie unitaria nell'unità di tempo, ovvero la potenza istantanea che riceve la superficie da parte del sole. Affinché gli impianti fotovoltaici sfruttino al meglio l'energia solare disponibile, è fondamentale installarli in posizione ottimale, ciò implica che la superficie captante sia rivolta verso sud, garantendo il massimo di ore di esposizione al sole durante l'arco della giornata.

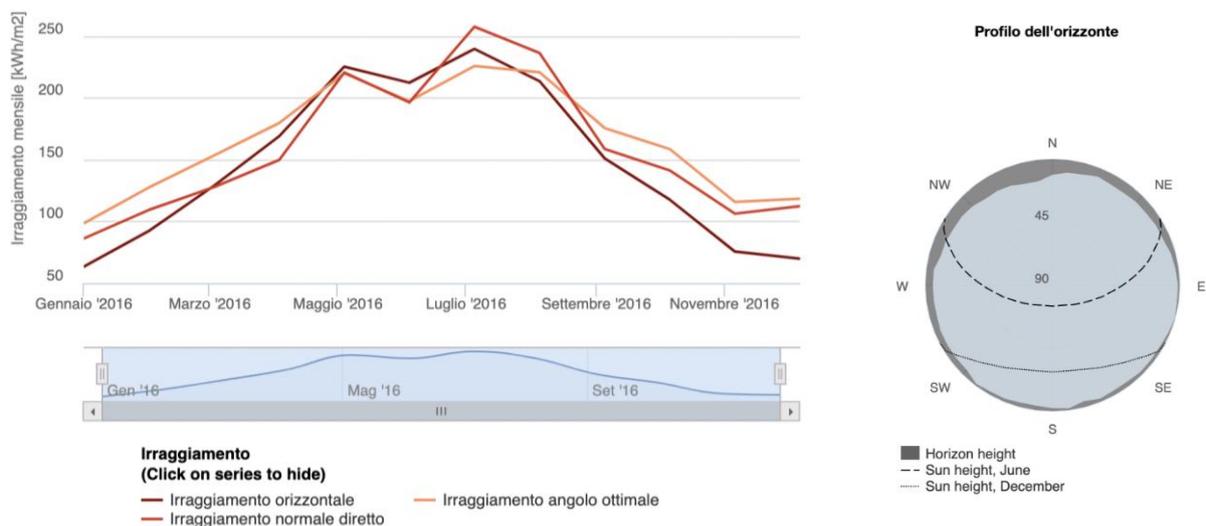


Figura 10: Irraggiamento Solare mensile per Floresta (ME)

Il grafico raffigurato in figura 10 è stato ricavato dal portale PVGIS per la località di Floresta (ME) (37.98, 14.91), utilizzando il Database della radiazione solare “PVGIS SARA” e fornisce i dati di irraggiamento mensile e posizione solare relativi all’anno 2016 (ultimo aggiornamento disponibile).

Chiaramente, durante i mesi estivi, essendo, il sole più in alto, i raggi colpiscono per più tempo le superfici riceventi degli impianti fotovoltaici, inoltre, ciò avviene con un angolo di incidenza quasi perpendicolare, per cui l’energia disponibile nelle stagioni estive risulta di gran lunga superiore rispetto a quella relativa alle stagioni invernali, stagioni in cui il fabbisogno energetico risulta essere maggiore a causa del maggior fabbisogno di energia per i riscaldamenti e l’illuminazione pubblica.

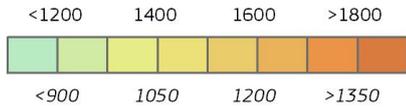


Global irradiation and solar electricity potential
Horizontally mounted fotovoltaic modules

ITALY / ITALIA



Yearly sum of global irradiation
[kWh/m²]



Urban area
Water body

Yearly sum of solar electricity generated by 1kW_p
system with performance ratio 0.75
[kWh/kW_{peak}]

Projection: Lambert Azimuthal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
Source of ancillary data: CORINE Land Cover
DTM SRTM-30
GISCO database
Geonames
Natural Earth



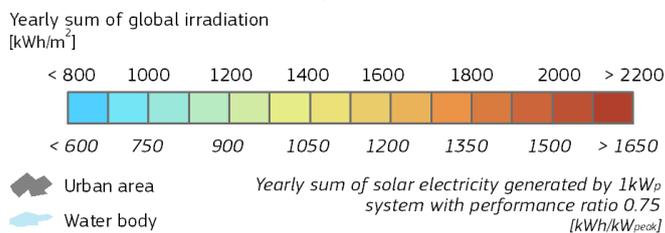
Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Figura 11: Irradiazione Solare Globale su moduli fotovoltaici su piano orizzontale



Global irradiation and solar electricity potential
 Optimally-inclined photovoltaic modules

ITALY / ITALIA



Projection: Lambert Azimutal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
 Source of ancillary data: CORINE Land Cover
 DTM SRTM-30
 GISCO database
 Geonames
 Natural Earth



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
 European Commission - Joint Research Centre
 Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
 PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Figura 12: Irradiazione Solare Globale su moduli fotovoltaici su piano ottimizzato

Secondo quanto riportato sulle mappe solari presenti sul portale PVGIS, mediamente in Sicilia si ha un irraggiamento globale compreso tra 1350 e 1800 kWh/m² annui sul piano orizzontale, valore che cresce fino a 1650/2200 kWh/m² annui secondo il piano ottimale, ovvero con un TILT pari a 30°.

Se invece prendiamo in considerazione la normativa di riferimento italiana, ovvero la norma UNI 10349, è possibile trovare i dati medi mensili per tutti i capoluoghi di provincia italiani; per i comuni non presenti nella lista è possibile calcolare una irradiazione corretta che tenga conto della diversa localizzazione, rispetto ai capoluoghi, applicando il seguente criterio:

- si identificano due località di riferimento, ovvero i capoluoghi di provincia più vicini in linea d'aria e sullo stesso versante geografico di quella considerata;
- si calcola il valore di irradiazione della località considerata come media ponderale dei valori delle due località di riferimento pesate rispetto alla latitudine, secondo la seguente relazione:

$$\bar{H} = \bar{H}_{r1} + \frac{\bar{H}_{r2} - \bar{H}_{r1}}{\varphi_{r2} - \varphi_{r1}} (\varphi - \varphi_{r1})$$

dove: \bar{H}_{r1} è l'irradiazione solare nella prima località di riferimento;
 \bar{H}_{r2} è l'irradiazione solare nella seconda località di riferimento;
 φ_{r1} è la latitudine della prima località di riferimento;
 φ_{r2} è la latitudine della seconda località di riferimento;
 φ è la latitudine della località considerata.

Applicando la Norma UNI 10349 sono stati individuati due capoluoghi di regione, rispettivamente Catania e Messina.

3 - Analisi del caso studio

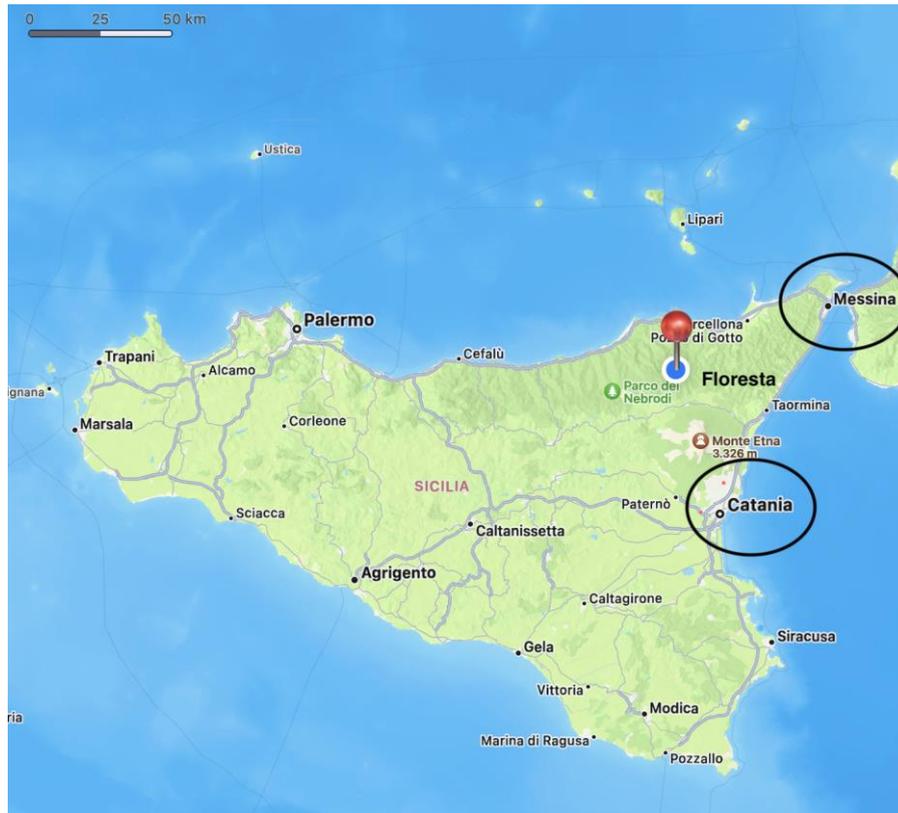


Figura 13: Rappresentazione grafica della distanza geografica tra le due città presenti nella Norma UNI 10349 e prese come riferimento e Floresta

PRODUCIBILITA' PANNELLI FOTOVOLTAICI SECONDO NORMA UNI 10349					
N°	Sigla Provincia	Località	Altitudine	Latitudine	
			m	°	'
27	CT	Catania	7	37	30 15 05
48	ME	Messina	3	38	11 15 32
-	-	Floresta	1275	37	98 14 91

Hdh: irradianza solare giornaliera media mensile diffusa su piano orizzontale Hbh: irradianza solare giornaliera media mensile diretta su piano orizzontale H: irradianza solare giornaliera media mensile su piano orizzontale											
	CATANIA			MESSINA			FLORESTA			IRRADIAZIONE TOTALE MJ/m2/Anno	IRRADIAZIONE TOTALE kWh/m2/Anno
	Hdh MJ/m2	Hbh MJ/m2	H MJ/m2	Hdh MJ/m2	Hbh MJ/m2	H MJ/m2	Hdh MJ/m2	Hbh MJ/m2	H MJ/m2		
Gennaio	3,3	5,7	9	3,3	3,9	7,2	3,3	4,2	7,5	17,19	1743
Febbraio	4,2	7,7	11,9	4,3	6,5	10,8	4,3	6,7	11,0		
Marzo	5,5	10,5	16	5,6	9,6	15,2	5,6	9,7	15,3		
Aprile	6,6	14,1	20,7	6,7	13,6	20,3	6,7	13,7	20,4		
Maggio	6,9	18,6	25,5	7,2	17,2	24,4	7,2	17,4	24,6		
Giugno	6,6	21,6	28,2	7	20,3	27,3	6,9	20,5	27,4		
Luglio	6,1	22,1	28,2	6,6	20,6	27,2	6,5	20,8	27,4		
Agosto	5,6	19,8	25,4	6	18,6	24,6	5,9	18,8	24,7		
Settembre	5,4	14,1	19,5	5,4	13,6	19	5,4	13,7	19,1		
Ottobre	4,5	9,2	13,7	4,6	8,3	12,9	4,6	8,4	13,0		
Novembre	3,4	6,6	10	3,5	5,4	8,9	3,5	5,6	9,1		
Dicembre	3	5	8	3	3,6	6,6	3,0	3,8	6,8		

Figura 14: Risultato dei calcoli di irradianza secondo Norma UNI 10349

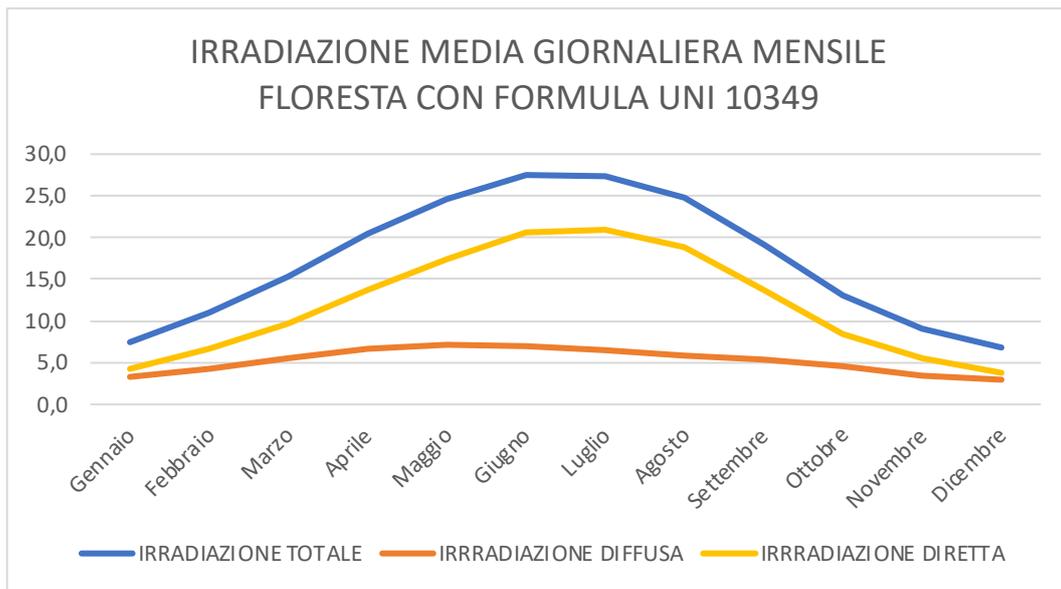


Figura 15: Rappresentazione grafica della variazione annua dell'irradiazione Totale, e, Diffuse e Diretta su Floresta (ME)

Seguendo la Norma UNI 10349 dunque, si ottiene una producibilità media di 1743 kWh/m² annui, ciò è perfettamente in linea con quanto riportato nelle mappe fornite sul portale PVGIS.

3.3 Gli edifici comunali e l'analisi dei carichi

Da un attento sopralluogo effettuato presso il comune di Floresta, emerge che gli edifici di proprietà del comune sono sette e per ciascuno di essi è stato effettuato un sopralluogo con lo scopo di rilevare i principali carichi elettrici e le modalità di produzione del calore per riscaldamento ed acqua calda sanitaria, andando a visitare anche le centrali termiche.

Oltre agli edifici sopracitati, sono presenti tre contatori per l'alimentazione dell'illuminazione pubblica e due contatori che alimentano i gruppi di pompaggio dell'acquedotto cittadino.

Dopo aver mappato tutti gli edifici ed i contatori di energia elettrica, per ciascuno di essi, si è analizzato lo storico dei consumi a partire da gennaio 2017 fino a dicembre 2019; il motivo per il quale non sono stati presi in considerazione dati più recenti, ovvero, gli anni 2020 e 2021, è dovuto al fatto che questi ultimi risultano atipici, essendo influenzati dagli strascichi della pandemia in corso, in particolar modo, dovuti ai periodi di lockdown, che hanno inevitabilmente modificato il comportamento energetico di ciascuna utenza. La tabella 7 riporta nel dettaglio tutti i dati relativi alle utenze elettriche rilevate.

UBICAZIONE	DETTAGLI	N CLIENTE	CODICE POD	DENOMINAZIONE DEL CONTRATTO	TIPOLOGIA CLIENTE	TENSIONE DI FORNITURA [V]	DETTAGLIO TENSIONE DI FORNITURA	POTENZA IMPEGNATA [kW]	POTENZA DISPONIBILE [kW]	DISTRIBUTORE DI RIFERIMENTO
Via Roma 30	Uffici Comunali	302 259 045	IT00IE91896413	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	15	16,5	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Vittorio Emanuele SNC	Autoparco (Garage Comunale)	302 250 939	IT00IE94307927	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	6	6,6	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via S. Antonio Castello SNC	Museo	302 260 647	IT00IE91182485	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	220	Bassa Tensione Monofase	3	3,3	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Vittorio Emanuele SNC	Palazzo Landro-Scalisi	302 249 678	IT00IE97489169	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	15	16,5	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Umberto SNC	Uffici 118	302 258 395	IT00IE94308295	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	15	16,5	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Aldo Moro SNC	Campo Sportivo	302 255 523	IT00IE97408612	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	15	16,5	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Umberto SNC	Edificio Scolastico	302 248 628	IT00IE94308247	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	6	6,5	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Umberto SNC	Acquedotto (Santa Croce)	302 263 405	IT00IE94308203	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	25	27,5	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Caci SNC	Acquedotto (Passo Rocca)	302 261746	IT00IE90181232	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	20000	Media Tensione Trifase	75	75	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via S. Anna SNC	Pubblica Illuminazione (TUTTO IL PAESE)	301 869 258	IT00IE94308092	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Trifase	60,9	60,9	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Via Umberto SNC	Pubblica Illuminazione (Piazza Umberto)	302 263 593	IT00IE94308046	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	380	Bassa Tensione Monofase	10	11	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.
Favoscuaro SNC	Pubblica Illuminazione (Favoscuaro)	301 870 954	IT00IE90220757	Salvaguardia Sicilia	Altri usi	220	Bassa Tensione Monofase	3	3,3	E-DISTRIBUZIONE S.P.A.

Tabella 7: Elenco delle utenze comunali e relativi dettagli

Per poter ottimizzare il progetto dal punto di vista dell'autoconsumo, è importante andare in primo luogo a capire qual è la potenza complessiva che è possibile installare su ciascun edificio, poiché vi sono delle utenze, quali i contatori per illuminazione pubblica, il garage comunale ed i due acquedotti, per i quali non è possibile installare direttamente un impianto fotovoltaico a servizio delle stesse, è di fondamentale importanza, ai fini di una maggiore indipendenza energetica dalla rete, progettare un parco fotovoltaico che sia in grado di generare abbastanza energia da alimentare anche queste utenze.

3.4 Analisi dei carichi del comune

L'analisi dei carichi elettrici del comune è di fondamentale importanza ai fini di un buon dimensionamento ed accoppiamento degli impianti ad energia rinnovabile, in modo tale da massimizzare l'autoconsumo e l'utilizzo intelligente delle risorse, così da ottimizzare gli impianti sia da un punto di vista energetico che economico.

Una tabella dettagliata dei consumi, con suddivisione in fasce orarie per ciascuna utenza è disponibile in Allegato A.

Di seguito, verranno analizzati nel dettaglio tutti gli edifici di proprietà del Comune.

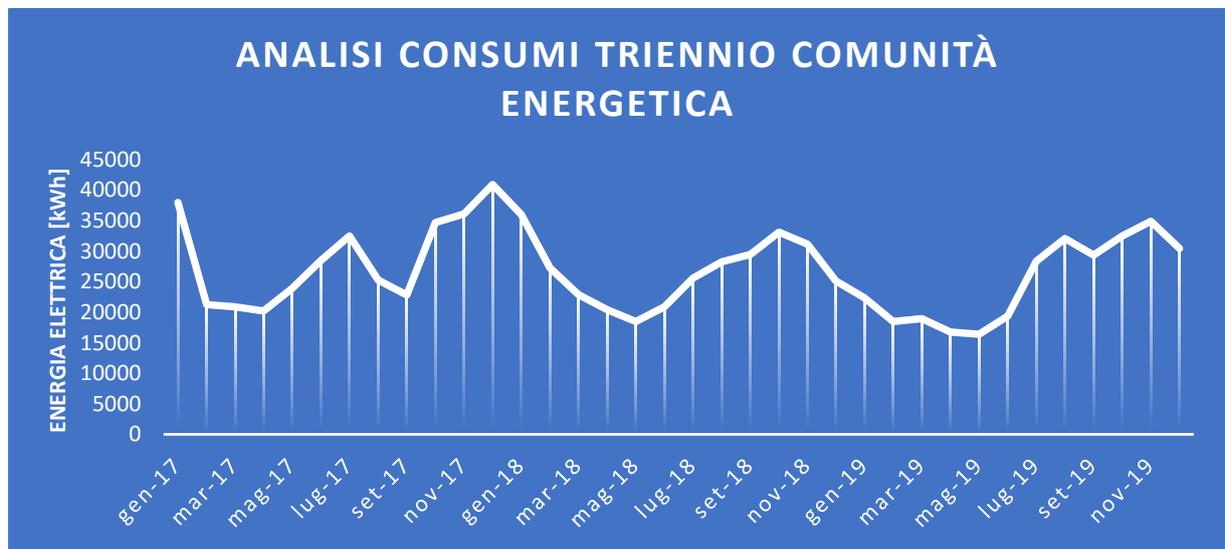


Figura 16 : Rappresentazione grafica della variazione dei consumi di energia elettrica per le utenze comunali per il triennio 2017-2019

Com'è possibile osservare dal grafico riportato in figura 16, i carichi elettrici su scala comunale raggiunge il massimo durante i mesi invernali e dei minimi nei mesi estivi, ciò è dovuto principalmente alle ore buio ed alle temperature dell'aria, infatti, in inverno le ore buio aumentano rispetto ai mesi estivi, per cui aumenta anche il tempo in cui l'illuminazione pubblica rimane accesa. Per quanto riguarda le temperature dell'aria, il clima di Floresta risulta essere mite durante i mesi estivi, con temperature che si aggirano attorno ai 30°C, tale temperatura non richiede alcun sistema di climatizzazione, per cui non si hanno consumi legati alla temperatura dell'aria, per contro, durante i mesi invernali le temperature sono molto rigide con dei minimi di -10°C ed una temperatura media di -2°C, per questo motivo è richiesta una grande quantità di energia per il riscaldamento dei locali.

3.4.1 Palazzo Comunale

L'edificio del palazzo comunale è situato al centro del paese, ha un'estensione in pianta di circa 250 m² e si eleva in tre piani, per un'altezza al colmo pari a 12 metri.

La copertura è composta da due ampie falde, ciascuna delle quali avente inclinazione pari a 16.7° rispetto all'orizzontale, mentre, l'azimut risulta essere pari a 110.86° rispetto al Sud per una falda, mentre risulta pari a -69.14° per l'altra.



Figura 17: Foto del Palazzo del Municipio di Floresta (ME)

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi non sono simili da anno in anno, in particolare, il 2017 è stato un anno che ha visto due picchi di consumo, uno a marzo, toccando i 1150 kWh, ed un secondo picco da 1300 kWh a dicembre. Il 2018 è stato l'anno in cui si è registrato il maggior consumo rispetto al triennio, i consumi sono rimasti in media sui 1100 kWh, raggiungendo due picchi, a gennaio e dicembre, entrambi di 1400 kWh. In fine, il 2019 è stato l'anno meno energivoro del triennio, con un consumo energetico medio di circa 750 kWh e due picchi da 1300 kWh a gennaio e 1150 kWh a settembre.



Figura 18: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del palazzo comunale nel triennio 2017-2019

Le differenze sostanziali tra i consumi all'interno dei vari anni, relativi al triennio in questione, sono di difficile interpretazione, potrebbero essere dovuti ad una cattiva gestione dell'energia da parte dell'amministrazione comunale, da particolari eventi climatici, da interventi di manutenzione delle strutture ecc. A tal proposito, per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

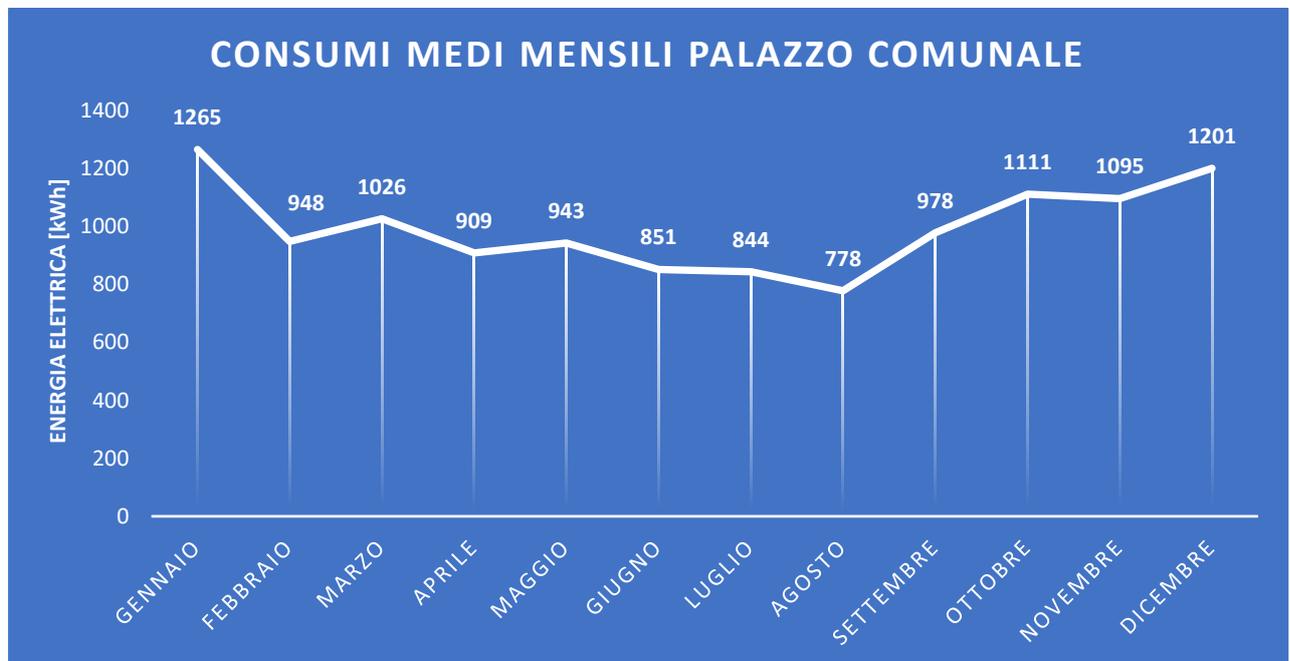
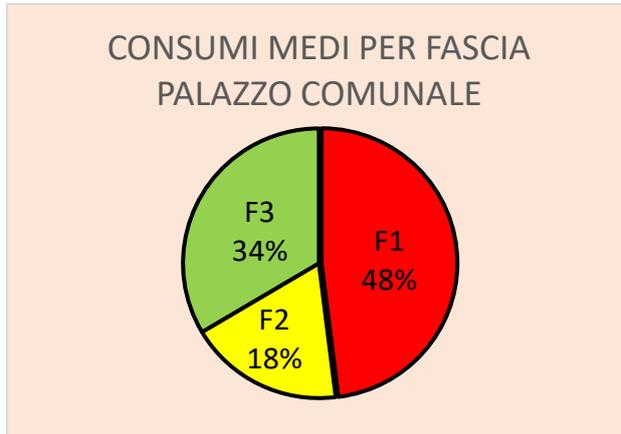


Figura 19: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il palazzo comunale

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 19, i consumi tendono ad aumentare durante i mesi invernali, questo è dovuto al fatto che le temperature medie invernali nel comune di Floresta si aggirano attorno ai 0°C, ed il sistema di riscaldamento a pompa di calore e ventilconvettori, che viene acceso a settembre e Spento ad aprile, aumenta il fabbisogno energetico dell'edificio in modo significativo. Poiché durante il periodo estivo, le temperature medie non richiedono l'accensione del sistema a pompa di calore, si può evincere che i consumi fissi dell'edificio ammontano a circa 850 kWh al mese, che si suddividono tra, illuminazione, computer, stampanti ed altri dispositivi da ufficio.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 20, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che probabilmente, il sistema di riscaldamento non viene spento durante le ore in cui gli uffici comunali rimangono chiusi, ciò si evince dal fatto che, la percentuale di consumo annua in fascia F3, risulta di poco inferiore della percentuale di consumo in fascia F1, che coincide con la fascia oraria di apertura degli uffici comunali.

Figura 20: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.2 Autoparco Comunale

L'edificio del garage comunale è situato nella parte est del paese, sul cui soffitto vi è un parcheggio pubblico, ha un'estensione in pianta di circa 300 m² e si eleva per un'altezza di due metri.



Figura 21: Foto dell'Autoparco comunale

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi non sono costanti ma presentano dei picchi saltuari, in particolar modo si può osservare un picco nei mesi di gennaio di tutti gli anni in analisi, ed un picco relativamente alto raggiunto a novembre 2018.

Questo comportamento, con buone probabilità, è dovuto ad un utilizzo altrettanto saltuario della struttura, non sono evidenti dei consumi fissi, ciò implica che in periodi di inutilizzo, non vi siano apparecchiature elettriche in funzione; il particolare comportamento alternato tra picchi di consumo e consumi nulli, è probabilmente dovuto ad un'alternanza, nei mesi, di lavori ciclici.



Figura 22: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'autoparco comunale nel triennio 2017-2019

Le differenze tra i consumi all'interno dei vari anni non sono molto marcate, ma è possibile evidenziare un consumo medio maggiore durante il 2017, anno in cui si sono anche registrati dei consumi fissi di circa 50 kWh al mese, tra maggio 2017 e marzo 2018; per quanto riguarda il 2019, invece, sembra che i consumi siano diminuiti sensibilmente rispetto ai due anni precedenti. Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

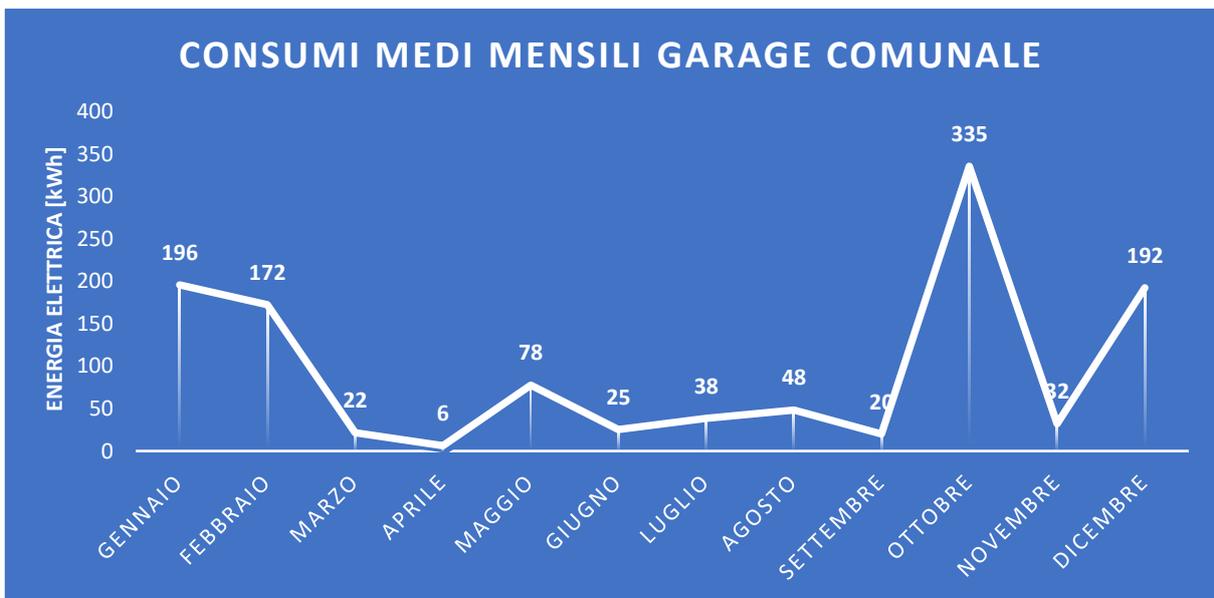
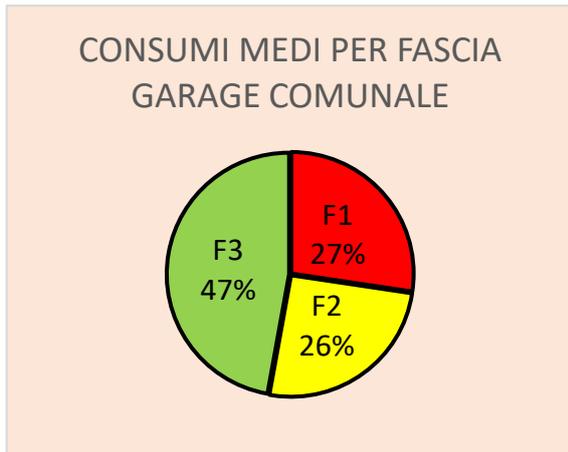


Figura 23: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Autoparco comunale

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 23, i consumi si mantengono intorno ai 180 kWh al mese durante i mesi invernali, per poi diminuire sensibilmente durante i mesi estivi, con un consumo medio pari a circa 40 kWh al mese. Per quanto riguarda il picco consistente che si verifica in media ad ottobre, esso è dovuto ad una manifestazione che ha luogo durante i fine settimana dello stesso mese, per la quale si prevede una postazione di intrattenimento al pubblico proprio sopra al garage comunale, la quale viene alimentata dallo stesso contatore.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 24, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che probabilmente, è presente una piccola quota di consumi fissi anche durante la notte, motivo per il quale i consumi in fascia F3 ed in fascia F3 risultano troppo alti per essere giustificati dal solo evento di ottobre, mentre, l'a percentuale di consumi in fascia F1 è giustificata dai lavori di manutenzione ai mezzi pubblici che viene effettuata periodicamente in orario infrasettimanale diurno.

Figura 24: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.3 Museo

L'edificio adibito a museo è situato sulla circonvallazione nord del paese, ha un'estensione in pianta di circa 350 m² e si eleva su due piani, uno seminterrato ed uno rialzato, per un'altezza massima pari a 10 metri dal piano seminterrato.

La copertura è composta da tre falde su più livelli, delle quali, una rialzata con un'estensione di circa 200 m² e due più piccole. La falda principale, rialzata, ah inclinazione pari a 18,5° rispetto all'orizzontale, mentre, l'azimut risulta essere pari a -71,5° rispetto al Sud.

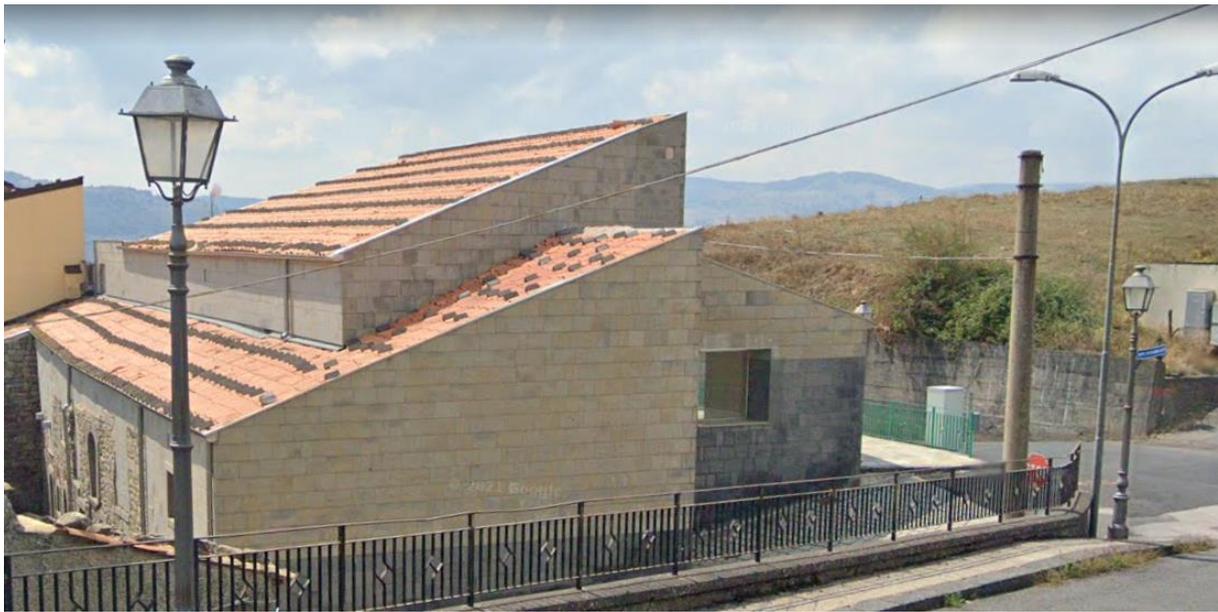


Figura 25: Foto del Museo

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi non sono simili da anno in anno, in particolare, il 2017 è stato un anno che ha visto due picchi di consumo, uno a luglio, toccando i 100 kWh, ed un secondo picco da 160 kWh ad ottobre. Nel 2018, i consumi sono stati costanti, circa 15 kWh/mese, senza particolari picchi; in fine, nel 2019, i consumi sono stati praticamente nulli durante tutto l'anno, ad eccezione di un importante picco ad ottobre.



Figura 26: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del Museo nel triennio 2017-2019

Le differenze sostanziali tra i consumi all'interno dei vari anni, relativi al triennio in questione, evidenziano un consumo energetico medio annuo in costante diminuzione, questo comportamento potrebbe essere dovuto a due fattori principali, un miglioramento costante nella gestione dell'energia, oppure una costante diminuzione del di tempo di utilizzo della struttura. Anche per questa utenza, sono presenti dei picchi importanti, uno a luglio 2017, uno ad ottobre dello stesso anno, mentre l'ultimo si è verificato ad ottobre 2019, probabilmente, i picchi di ottobre sono correlabili ad un particolare evento che ricade ciclicamente, con eccezione del 2018. Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

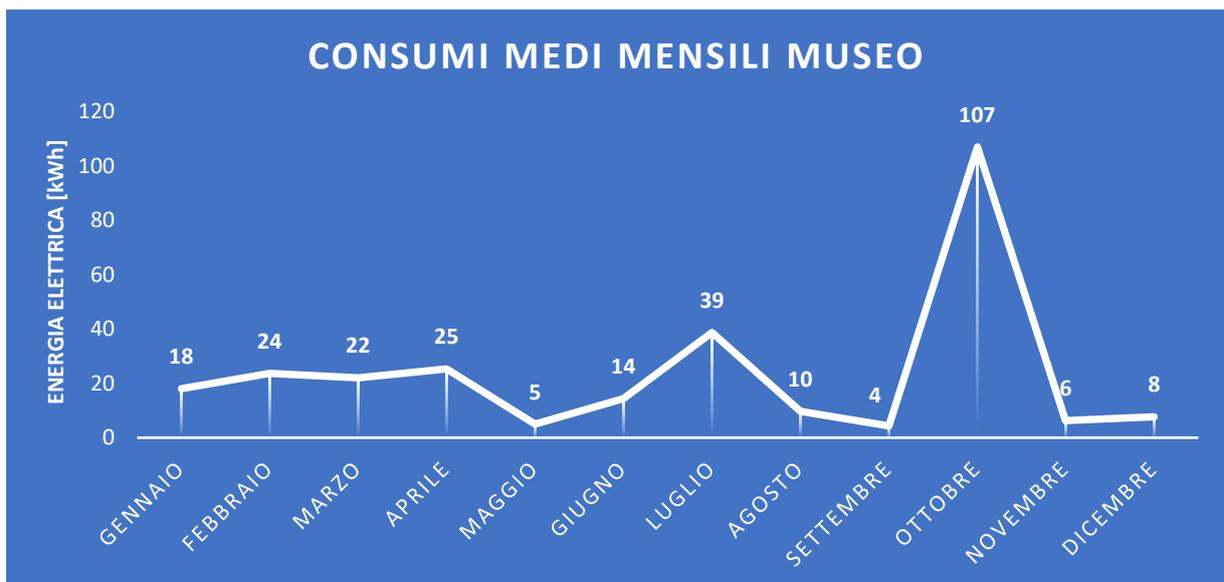
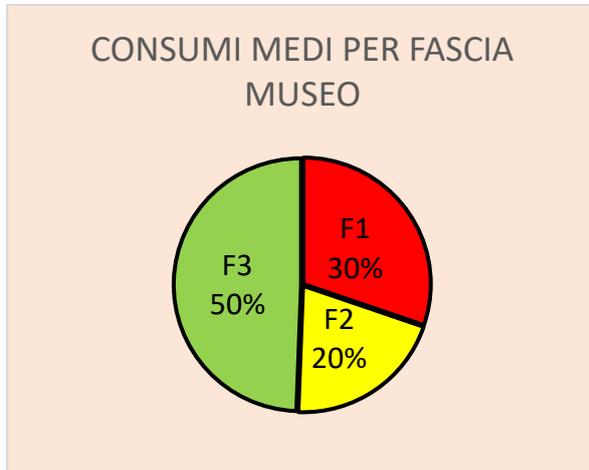


Figura 27: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il Museo

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 27, i consumi sembrano essere mediamente moderati, ad eccezione di ottobre, dove i consumi aumentano in modo considerevole rispetto alla media.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 28, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che il 50% dei consumi annui ricade in fascia F3, da cui possiamo concludere che l'edificio viene utilizzato principalmente durante i fine settimana, i consumi in fascia F1 pesano per il 30%, per cui si può pensare che venga aperto al pubblico per buona parte dell'anno; il restante 20% dei consumi ricade in fascia F2, per cui si può supporre che anche di sabato viene aperto al pubblico.

Figura 28: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.4 Palazzo Landro-Scalisi

Il palazzo Landro Scalisi è situato al centro del paese, poco distante dal palazzo del comune, ha un'estensione in pianta di circa 250 m² e si eleva in tre piani, per un'altezza al colmo pari a 11 metri.

La copertura è composta da tre falde, due di maggior estensione, ciascuna delle quali avente inclinazione pari a 19.1° rispetto all'orizzontale, mentre, l'azimut risulta essere pari a 114.7° rispetto al Sud per una falda, e pari a -65.3° per l'altra. Vi è in fine una falda di minor estensione, avente inclinazione pari a 19.12 ed azimut pari a -155.3°.



Figura 29: Foto del Palazzo Landro - Scalisi

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi sembrano essere molto simili tra i tre anni in esame, ciò, permette di dedurre che dal punto di vista energetico, l'edificio ha sempre avuto una gestione costante negli anni, e, molto probabilmente anche lo stesso profilo temporale di utilizzo.



Figura 30: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del palazzo Landro - Scalisi nel triennio 2017-2019

Per stimare in modo imparziale il consumo annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

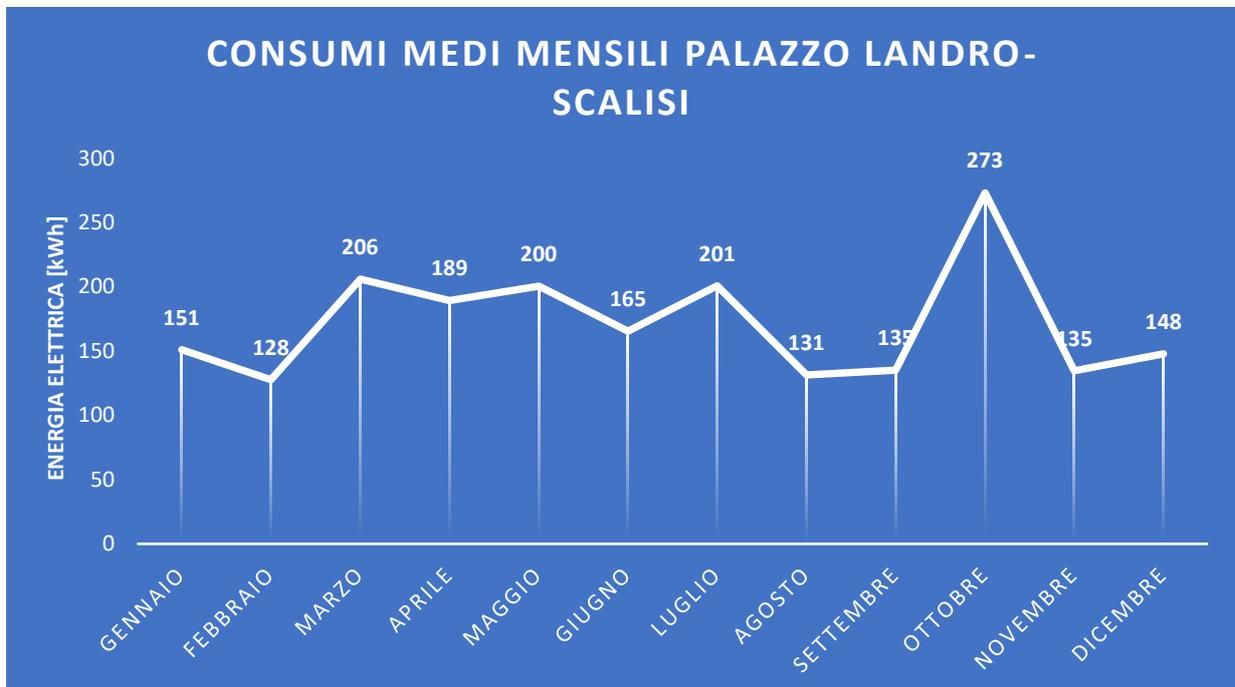
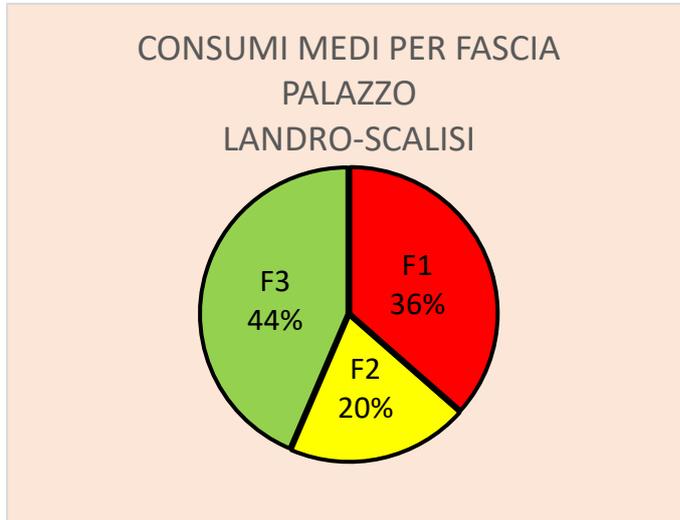


Figura 31: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il Palazzo Landro - Scalisi

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 31, durante il corso dell'anno, sono presenti dei consumi medi di circa 130 kWh/mese, con un picco che si verifica ad ottobre, dove i consumi raggiungono i 273 kWh, si può dunque ipotizzare che l'edificio venga utilizzato in maniera pressoché costante durante tutto l'anno.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 32, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile notare che i consumi si concentrano nelle fasce orarie F1 ed F3, con un 20% in Fascia F2, da ciò, si può ipotizzare che l'edificio abbia dei consumi fissi anche durante le ore notturne, motivo per il quale si potrebbe ipotizzare la presenza di sistemi elettrici di consumo che rimangono accesi durante la notte, come un sistema di videosorveglianza, ed illuminazione.

Figura 32: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.5 Uffici 118

L'edificio adibito ad uffici 118 è situato nella zona sud della città, ha un'estensione in pianta di circa 100 m² e si eleva in tre piani, per un'altezza al colmo pari a 10 metri.

La copertura è composta da quattro falde identiche, ciascuna delle quali avente inclinazione pari a 16.6° rispetto all'orizzontale, mentre, l'azimut risulta essere pari a 0°, 90°, 180°, -90° rispetto al Sud, rispettivamente per le quattro falde, esse risultano quindi perfettamente allineate ai punti cardinali.



Figura 33: foto del palazzo del 118

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi non sono simili da anno in anno, in particolare, il 2017 è stato un anno particolarmente energivoro rispetto agli altri due anni in esame, ciò è stato dovuto a dei consumi considerevoli tra agosto e dicembre, l'utenza ha avuto una progressiva riduzione dei consumi che è possibile notare già dal 2018; il 2019 risulta dunque, essere l'anno meno energivoro del triennio.



Figura 34: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica degli Uffici 118 nel triennio 2017-2019

Le differenze sostanziali tra i consumi all'interno dei vari anni, relativi al triennio in questione, sono di difficile interpretazione, potrebbero essere dovuti ad una cattiva gestione dell'energia da parte degli operatori sanitari, da particolari eventi climatici, da interventi di manutenzione delle strutture ecc. A tal proposito, per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

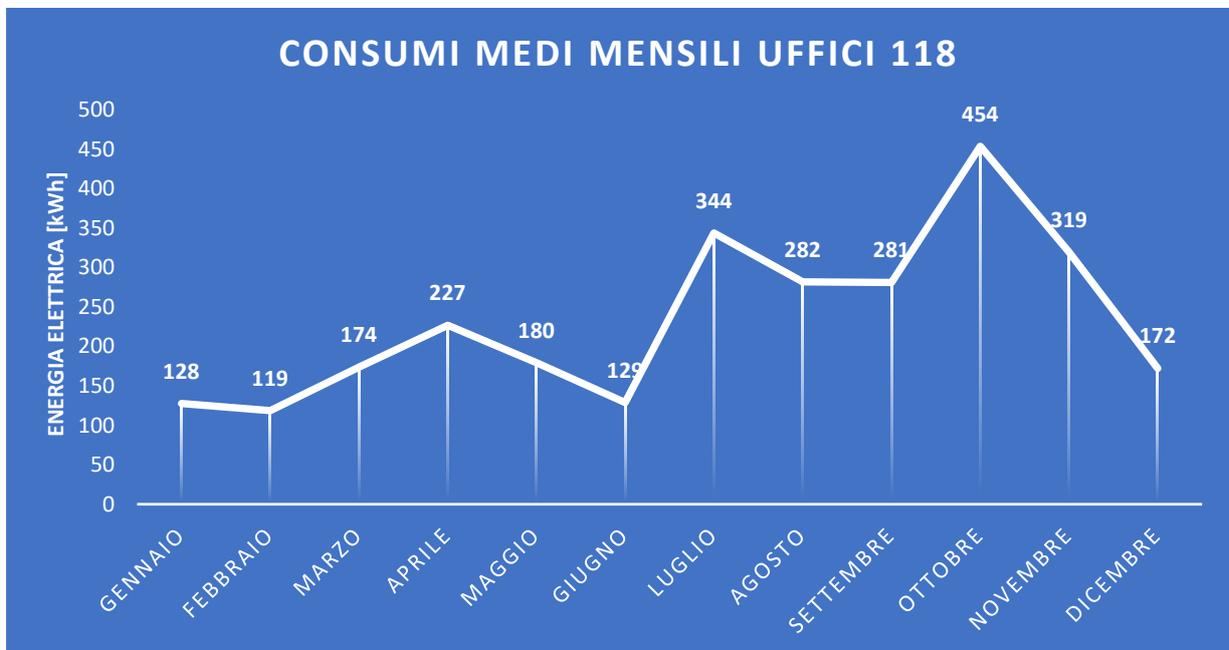
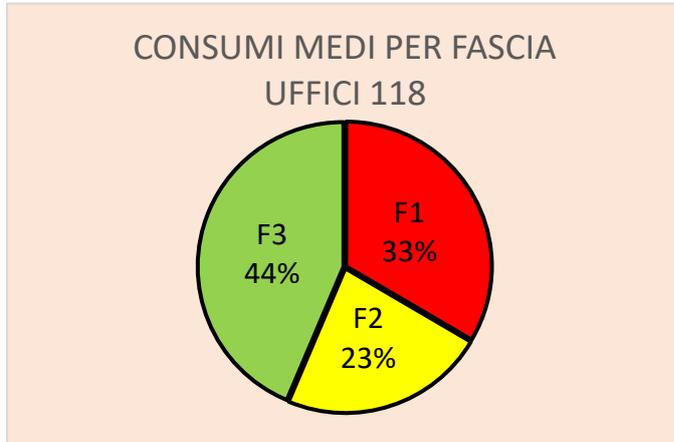


Figura 35: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per gli Uffici del 118

È possibile osservare nel grafico riportato in figura 35 che i consumi medi annui presentano un minimo di 119 kWh al mese, con un consumo medio che aumenta nei mesi estivi ed un picco di 454 kWh ad ottobre.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 36, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che probabilmente, durante i fine settimana il numero di operatori che presidiano la struttura aumentano, questo è quello che si ipotizza per spiegare il 44% dei consumi in fascia F3 ed il 23% in F2; il restante 33% dei consumi in fascia F1 è giustificato dalle attività svolte negli uffici.

Figura 36: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.6 Campo Sportivo

IL centro sportivo del comune di Floresta è formato da due campi, uno da calcio ed uno da calcetto in erba sintetica, ai margini dei due campi da gioco vi è uno spiazzale ed uno spogliatoio, l'edificio è composto da un solo piano ed ha un'altezza al colmo di 4 metri ed ha una superficie in pianta pari a 210 m².

La copertura è composta da due ampie falde, ciascuna delle quali avente inclinazione pari a 18.5° rispetto all'orizzontale, mentre, l'azimut risulta essere pari a 153.82° rispetto al Sud per una falda, mentre risulta pari a -116.18° per l'altra.



Figura 37: Foto del Campo Sportivo

A differenza delle altre utenze, per il campo sportivo si è analizzato nel dettaglio lo storico delle fatture di energia elettrica del solo biennio 2018-2019, poiché lo spogliatoio e l'impianto di illuminazione sono stati attivati proprio a marzo 2018. Per questi due anni, i consumi sembrano essere molto simili, presentando dei picchi in entrambi gli anni nei mesi di luglio/agosto, con l'unica differenza che l'anno 2018 sembra essere stato meno energivoro, dunque oggetto di interventi di efficientamento energetico o di miglioramento della gestione dell'energia.



Figura 38: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica del Campo Sportivo nel triennio 2017-2019

Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

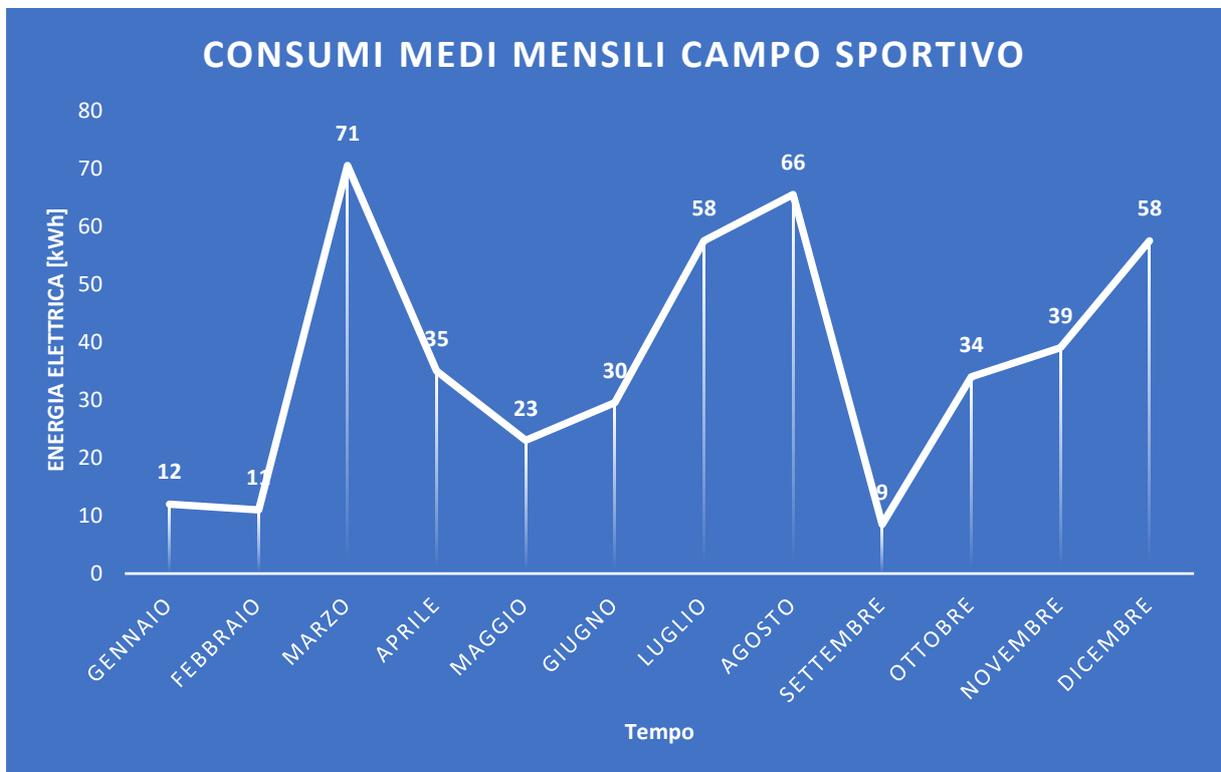
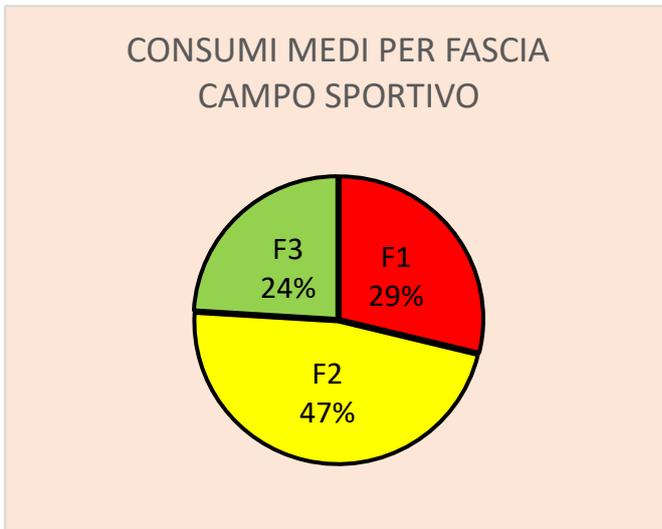


Figura 39: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per il Campo Sportivo

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 39, i consumi tendono ad abbassarsi nei mesi di gennaio, febbraio e settembre, probabilmente per impossibilità di effettuare attività sportiva causa neve nei due mesi invernali. Il consumo fisso annuo di circa 10 kWh/mese si potrebbe attribuire al sistema di acqua calda sanitaria che non viene mai spento ed alimentato da boiler elettrico. Il sistema di riscaldamento è composto da cinque pompe di calore, ciascuna in grado di erogare 3 kW termici.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 40, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che probabilmente, l'impianto è utilizzato maggiormente durante i fine settimana dato che il 71% dei consumi appartiene alle sole fasce F2 ed F3.

Figura 40: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.7 Edificio Scolastico

L'edificio scolastico è situato all'ingresso ovest del paese, ha un'estensione in pianta di circa 250 m² e si eleva in tre piani, per un'altezza al colmo pari a 13 metri.

La copertura è composta da quattro ampie falde, ciascuna delle quali avente inclinazione pari a 13.8° rispetto all'orizzontale, mentre, l'azimut risulta essere pari a -31.2° e 148.8° rispetto al sud per le due falde maggiori; -121.18° e 58.82°.



Figura 41: Foto dell'Edificio Scolastico

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi sembrano essere abbastanza ciclici negli anni, con una lieve ma costante riduzione dei consumi.

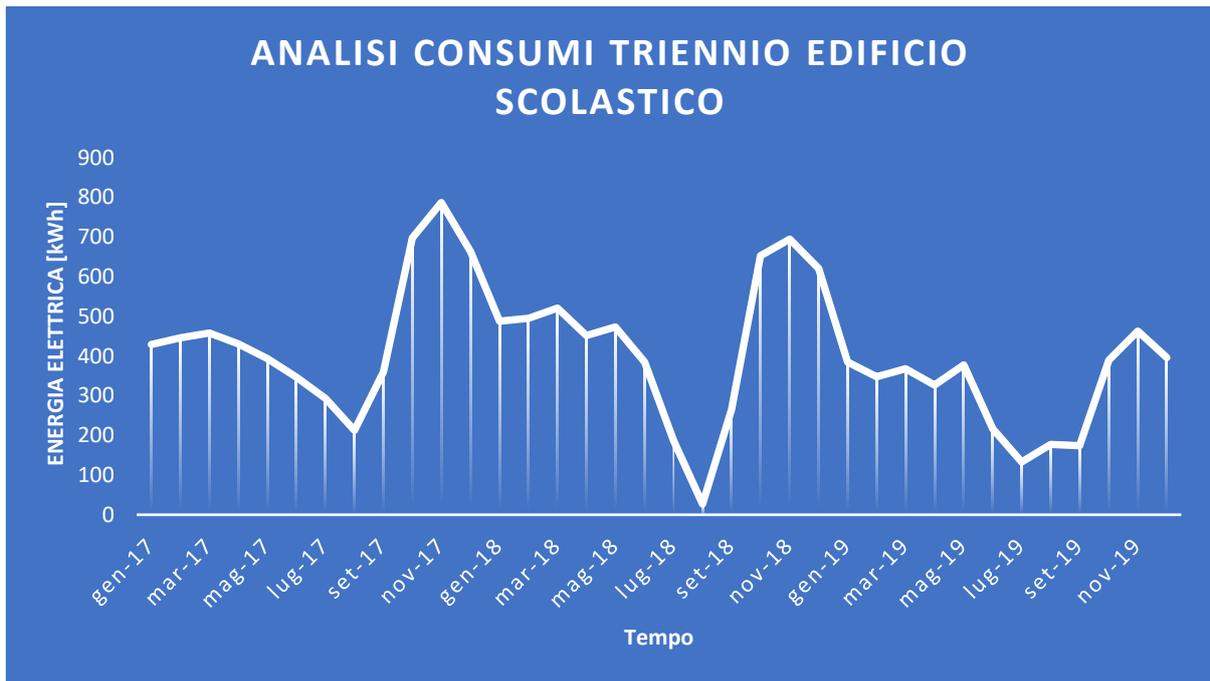


Figura 42: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'Edificio Scolastico nel triennio 2017-2019

Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

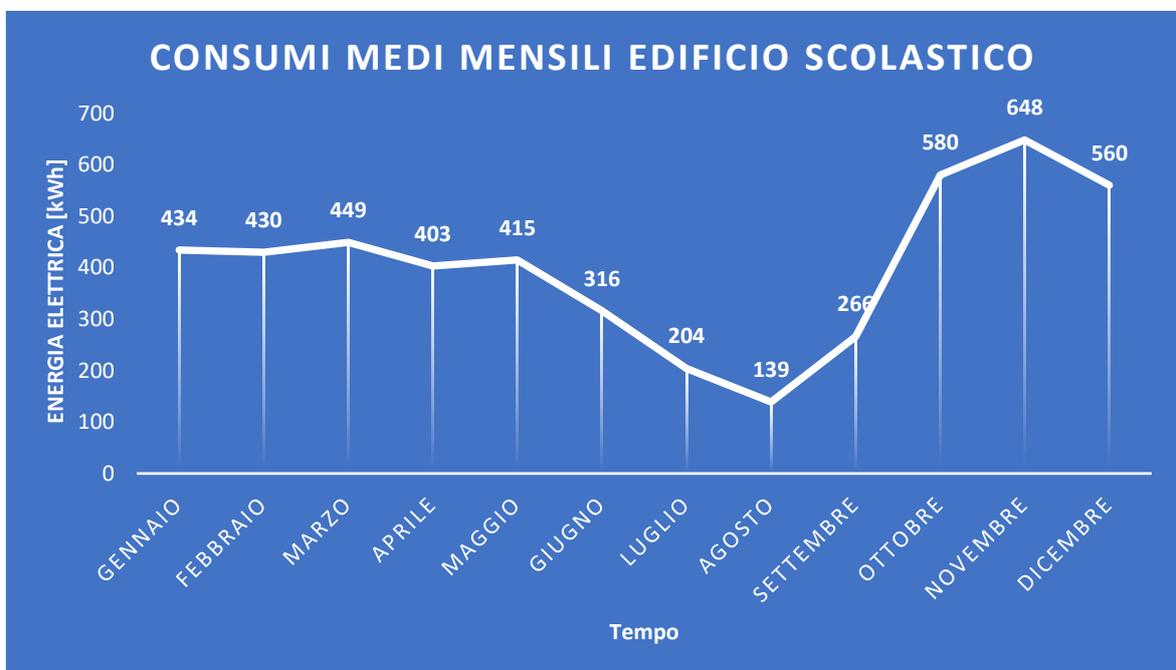
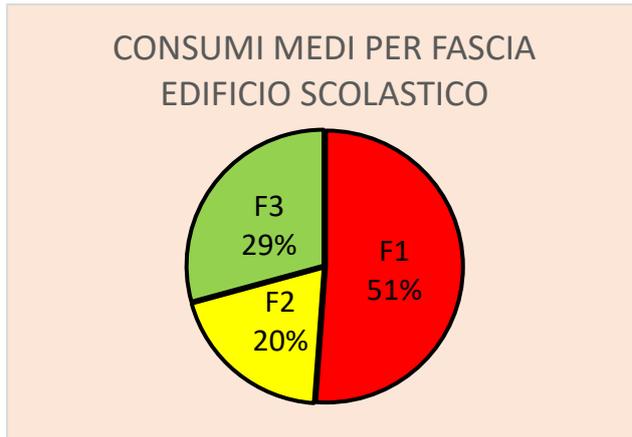


Figura 43: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Edificio Scolastico

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 34, i consumi sembrano essere pressoché costanti nei mesi compresi tra gennaio e maggio, mese in cui inizia a registrarsi un calo dei consumi che tocca il minimo nel mese di agosto. I consumi sono maggiori nei mesi invernali a causa del riscaldamento a pompa di calore e sistemi di acqua calda sanitaria elettrici. Il calo dei consumi che si registra nei mesi estivi è dovuto alla chiusura delle attività scolastiche, ma rimane comunque un consumo consistente, pari a circa 140 kWh/mese dovuto al Grest estivo, che prevede attività ludico/ricreative per i bambini.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 44, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che, molto probabilmente i sistemi di riscaldamento non vengono spenti durante i fine settimana, dato che i consumi in fascia F2 ed F3 sommati ammontano al 49% sul totale annuo; il restante 51% in fascia F1 è giustificata poiché coincide con gli orari didattici infrasettimanali.

Figura 44: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.8 Acquedotto Santa Croce

L'acquedotto Santa Croce si trova appena fuori paese in direzione ovest, sulla strada statale 116, al suo interno è presente una vasca di raccolta delle acque sorgive ed un sistema di pompaggio composto da due elettropompe da 25 kW di potenza, delle quali una è in funzione e l'altra serve da backup.



Figura 45 Foto dell'Acquedotto Santa Croce

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi sono abbastanza ciclici negli anni, con dei picchi durante i mesi invernali ed una riduzione significativa in quelli estivi, che però, ha visto un continuo aumento negli anni, è possibile infatti osservare come il consumo relativo ai mesi compresi tra giugno e novembre ha subito un graduale aumento dal 2017 al 2019.



Figura 46: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'Acquedotto Santa Croce nel triennio 2017-2019

Le leggere differenze tra i consumi all'interno dei vari anni, relativi al triennio in questione, sono di difficile interpretazione, potrebbero comunque essere funzione della disponibilità di acqua dalle sorgenti, diversa da anno in anno, e dai consumi della stessa da parte della popolazione. Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

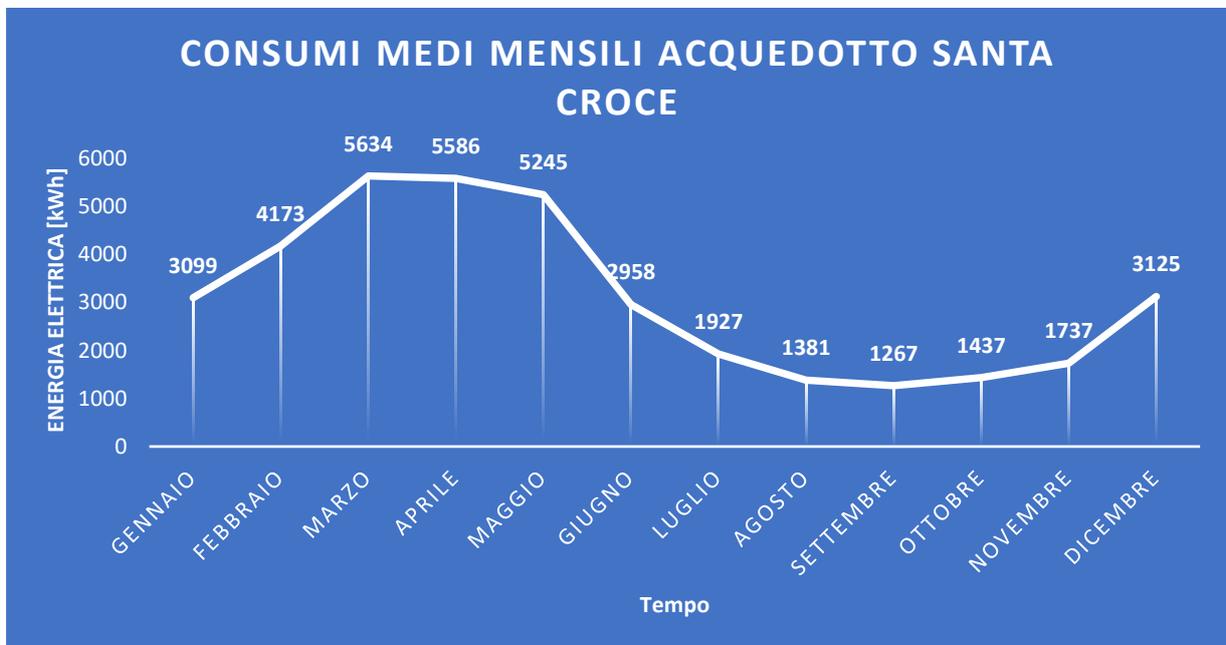
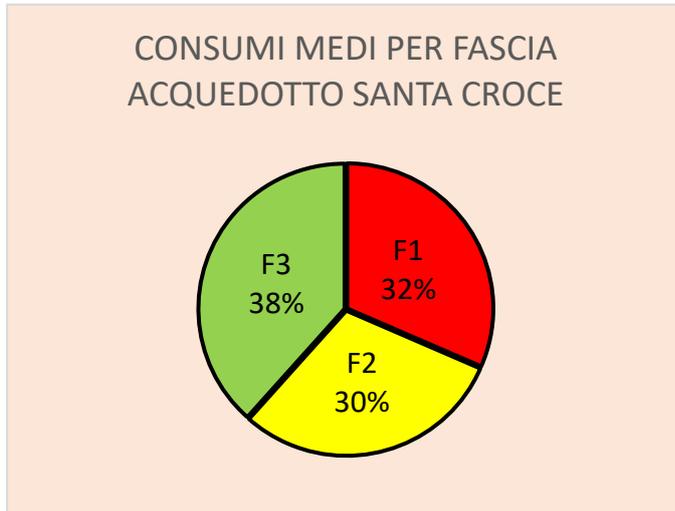


Figura 47: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Acquedotto Santa Croce

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 47, i consumi sembrano avere un andamento quasi perfettamente sinusoidale, essi tendono ad aumentare durante i mesi invernali, questo è dovuto al fatto che probabilmente si accumula l'acqua nei mesi di maggiore abbondanza per poi utilizzarla nel periodo estivo, dove le piogge tendono a scarseggiare.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 48, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che probabilmente, il sistema di pompaggio rimane acceso tutto il giorno senza sensibili variazioni di potenza tra le varie fasce orarie; infatti, la percentuale di consumo nelle tre fasce è quasi uniformemente distribuita.

Figura 48: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.9 Acquedotto Passo Rocca

L'acquedotto Passo Rocca si trova al confine sud del territorio comunale di Floresta, ai piedi della sorgente del fiume Alcantara, al suo interno è presente una vasca di raccolta delle acque sorgive ed un sistema di pompaggio composto da due elettropompe da 50 kW di potenza, delle quali una è in funzione e l'altra serve da backup.



Figura 49: Foto dell'Acquedotto Passo Rocca

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi sono abbastanza ciclici negli anni, con dei picchi durante i mesi estivi ed una riduzione significativa in quelli invernali, proprio in controtendenza rispetto ai consumi dell'acquedotto Santa Croce, questo fa supporre che i due acquedotti funzionino prevalentemente in alternanza l'uno all'altro. La maggiore potenza installata nell'acquedotto di Passo Rocca è giustificata dal fatto che si trova ad una quota sensibilmente più bassa del centro abitato, necessita dunque maggiore prevalenza per vincere il dislivello geodetico.



Figura 50: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'Acquedotto Passo Rocca nel triennio 2017-2019

Le leggere differenze tra i consumi all'interno dei vari anni, relativi al triennio in questione, sono di difficile interpretazione, potrebbero comunque essere funzione della disponibilità di acqua dalle sorgenti, diversa da anno in anno, e dai consumi della stessa da parte della popolazione. Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

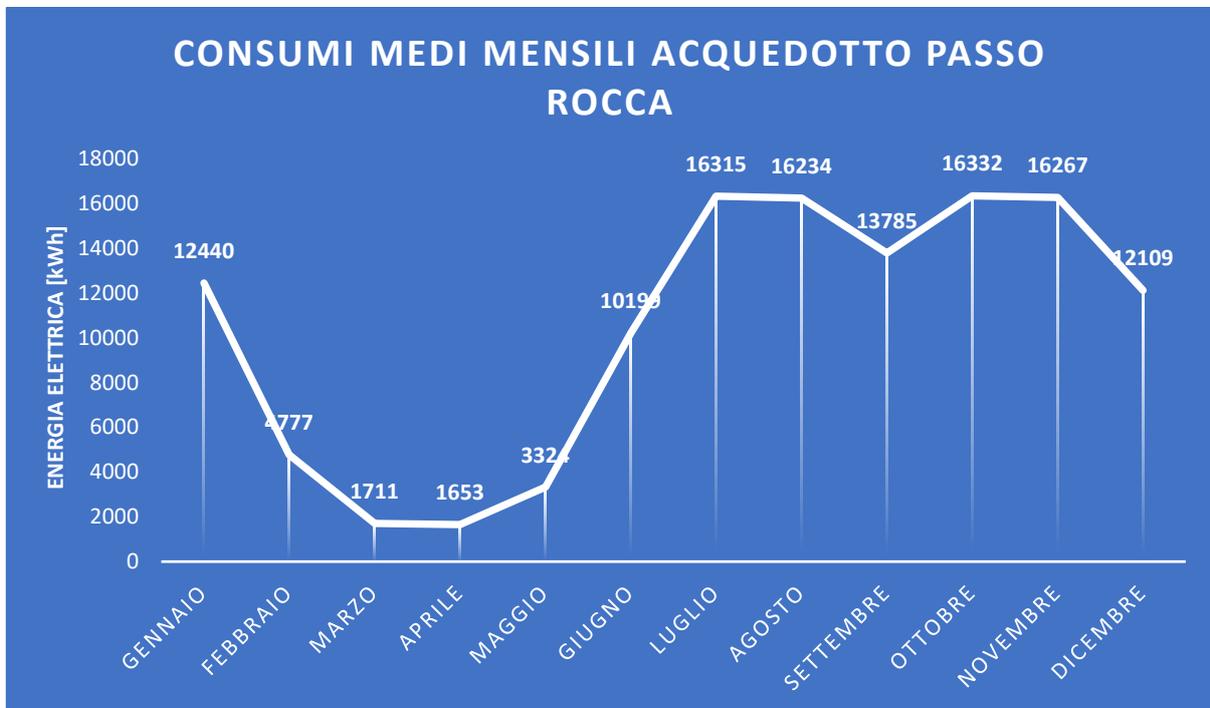
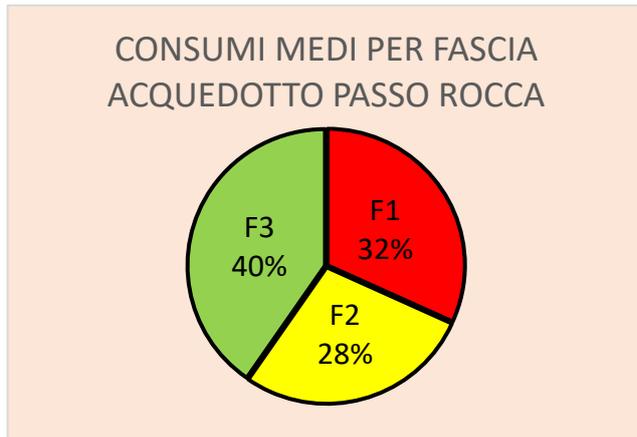


Figura 51: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'Acquedotto Passo Rocca

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 51, i consumi tendono ad aumentare durante i mesi estivi, si può a questo punto escludere l'ipotesi fatta in precedenza, ovvero che l'acqua venga accumulata durante i mesi invernali dall'acquedotto Santa Croce, per poi essere utilizzata durante i mesi estivi, poiché, durante i mesi estivi è l'acquedotto Passo Rocca ad alimentare le vasche di raccolta dell'acquedotto cittadino.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 52, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile dedurre che probabilmente, il sistema di pompaggio rimane acceso tutto il giorno senza sensibili variazioni di potenza tra le varie fasce orarie; infatti, la percentuale di consumo nelle tre fasce è quasi uniformemente distribuita.

Figura 52: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.10 Illuminazione tutto il paese

L'illuminazione pubblica è alimentata da tre differenti contatori di energia elettrica, uno dei quali alimenta il 90% del paese, per questo denominato contatore per illuminazione pubblica di tutto il paese.



Figura 53: Foto rappresentativa per illuminazione di tutto il paese

Per quanto riguarda l'analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un'analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi sono abbastanza ciclici negli anni, con dei picchi durante i mesi invernali, dove le ore di luce sono minori che nel periodo estivo, è possibile notare una lenta ma costante riduzione dei consumi di anno in anno.



Figura 54: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'illuminazione di tutto il paese nel triennio 2017-2019

Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

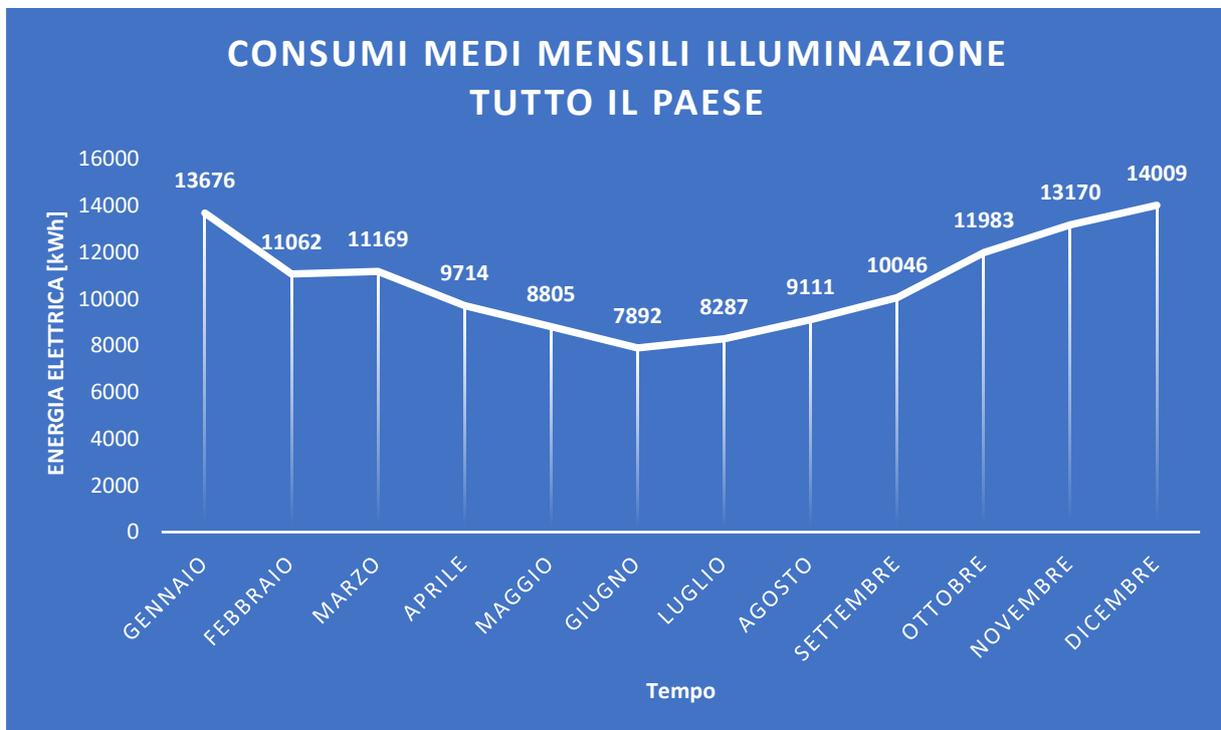
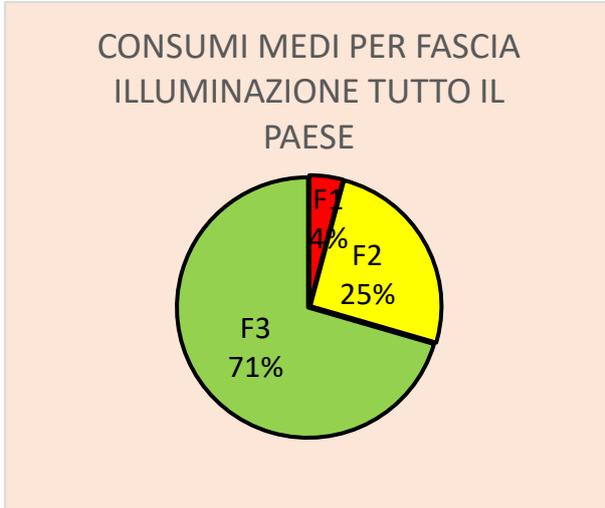


Figura 55: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'illuminazione di tutto il paese

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 55, i consumi seguono abbastanza fedelmente la variazione di ore buio al variare dei mesi, ciò è sintomo di una buona gestione dei cicli di accensione e spegnimento degli impianti di illuminazione



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 56, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile confermare quanto detto in precedenza, si ha una percentuale minima in fascia F1, dato che durante alcuni mesi invernali le ore buio ricadono in tale fascia oraria, ed in totale, il 96% dei restanti consumi appartiene alle fasce orarie F2 ed F3, ovvero le fasce notturne.

Figura 56: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.11 Illuminazione Piazza Umberto

Il punto di prelievo chiamato “Piazza Umberto” viene utilizzato per alimentare dei carichi provvisori, ad esempio, durante i periodi di festa, l’illuminazione stradale a scopo festivo viene connessa a questo punto di alimentazione, e, nel periodo di “Ottobrando” una festa di paese che ha luogo tutti i fine settimana di ottobre, alimenta anche i vari stand che vengono posizionati in piazza, tra i quali anche quello dell’animazione che comprende casse audio e giochi per bambini.



Figura 57: Foto della Piazza Umberto

Per quanto riguarda l’analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un’analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi seguono un andamento ciclico nel tempo, rimanendo approssimativamente nulli quasi tutto l’anno, tranne nei periodi di luglio, mese in cui ricade la festa patronale, ottobre ed il periodo natalizio.



Figura 58: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'illuminazione di Piazza Umberto nel triennio 2017-2019

È possibile, inoltre, osservare che, anche per questa utenza, è avvenuta una piccola ma costante riduzione dei consumi, si potrebbe dunque dedurre che sia stato effettuato un progressivo efficientamento. Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

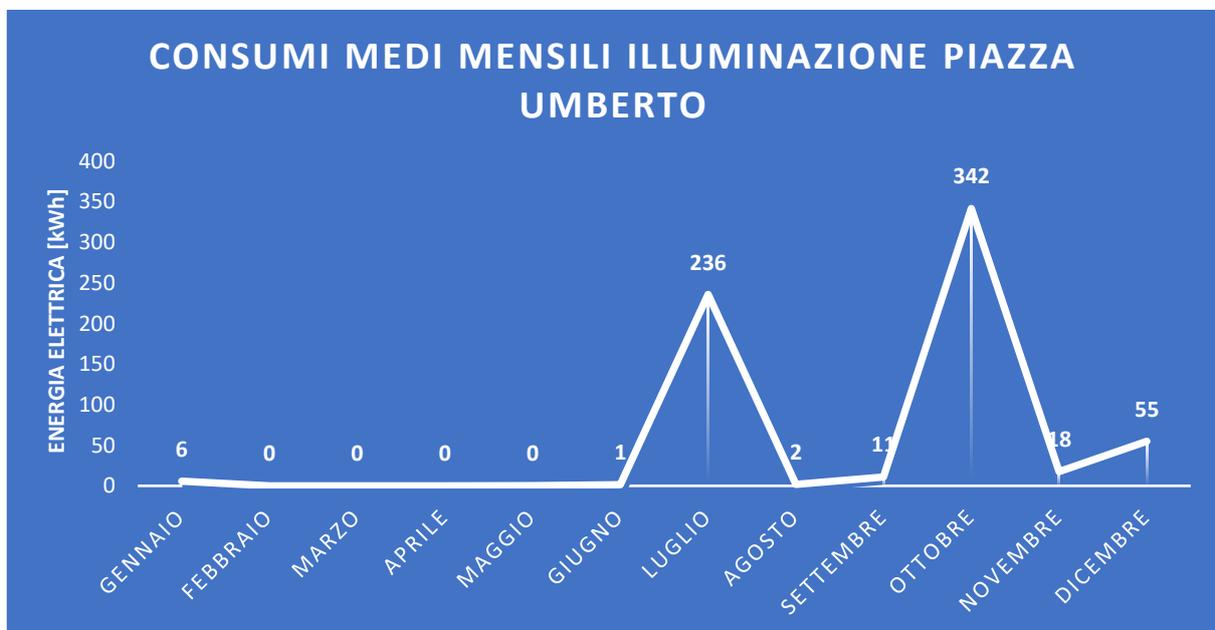
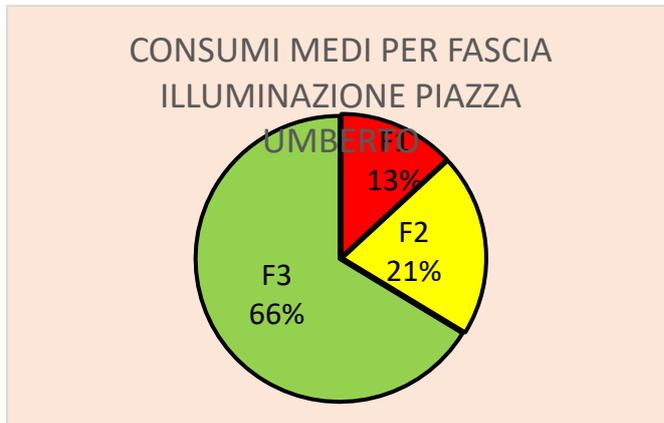


Figura 59: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'illuminazione di Piazza Umberto

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 59, i consumi sono significativi soltanto durante i periodi festivi, luglio, poiché vengono addobbate le strade, ed in particolare, piazza Umberto, con delle arcate a led, ottobre, che rappresenta il picco massimo, a causa dei grossi carichi che vengono utilizzati, ed in fine, il periodo natalizio, che però incide soltanto in maniera marginale rispetto agli altri due eventi.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 60, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile osservare che, soltanto il 3% dei consumi appartiene alla fascia F1, mentre il restante 87% ricade nelle fasce F2 ed F3, ciò è dovuto soprattutto ai consumi durante i fine settimana, la notte e le festività come il giorno di Natale.

Figura 60: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

3.4.12 Illuminazione contrada Favoscuro

Il punto di prelievo chiamato “Illuminazione Favoscuro” rappresenta un punto di prelievo che alimenta l’illuminazione pubblica nell’omonima contrada, dista circa 3 km di distanza dal centro abitato lungo la strada statale 110 in direzione Randazzo.



Figura 61: Foto della Contrada Favoscuro

Per quanto riguarda l’analisi dei consumi energetici per questa utenza, da un’analisi dettagliata delle fatture elettriche relative al triennio 2017-2019, si può osservare che, in media, i consumi seguivano l’andamento della variazione delle ore buio nel 2017, sono drasticamente diminuiti a gennaio 2018 e rimasti praticamente costanti fino a novembre 2019, mese in cui si è verificato un picco anomalo.

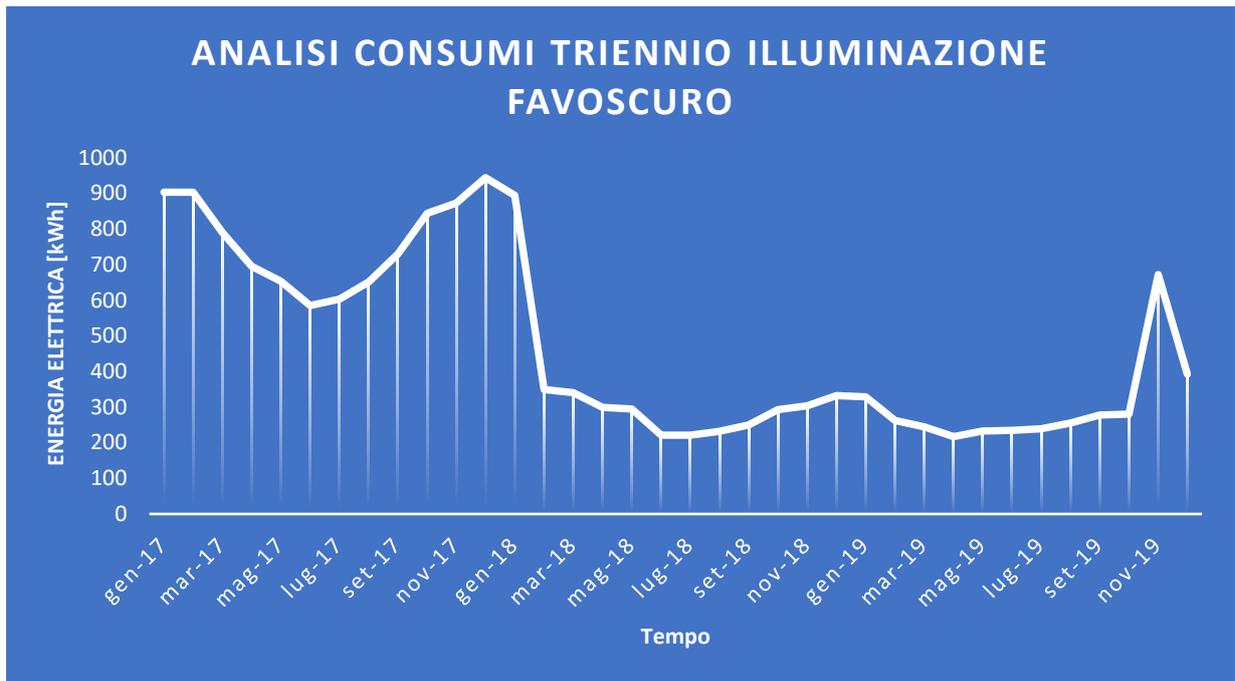


Figura 62: Rappresentazione grafica dei consumi di energia elettrica dell'illuminazione della Contrada Favoscuoro nel triennio 2017-2019

Per stimare in modo imparziale il consumo medio annuo, si è considerata la media aritmetica dei consumi per ciascun mese dell'anno; in questo modo si ottiene un grafico molto meno frastagliato e di più facile interpretazione.

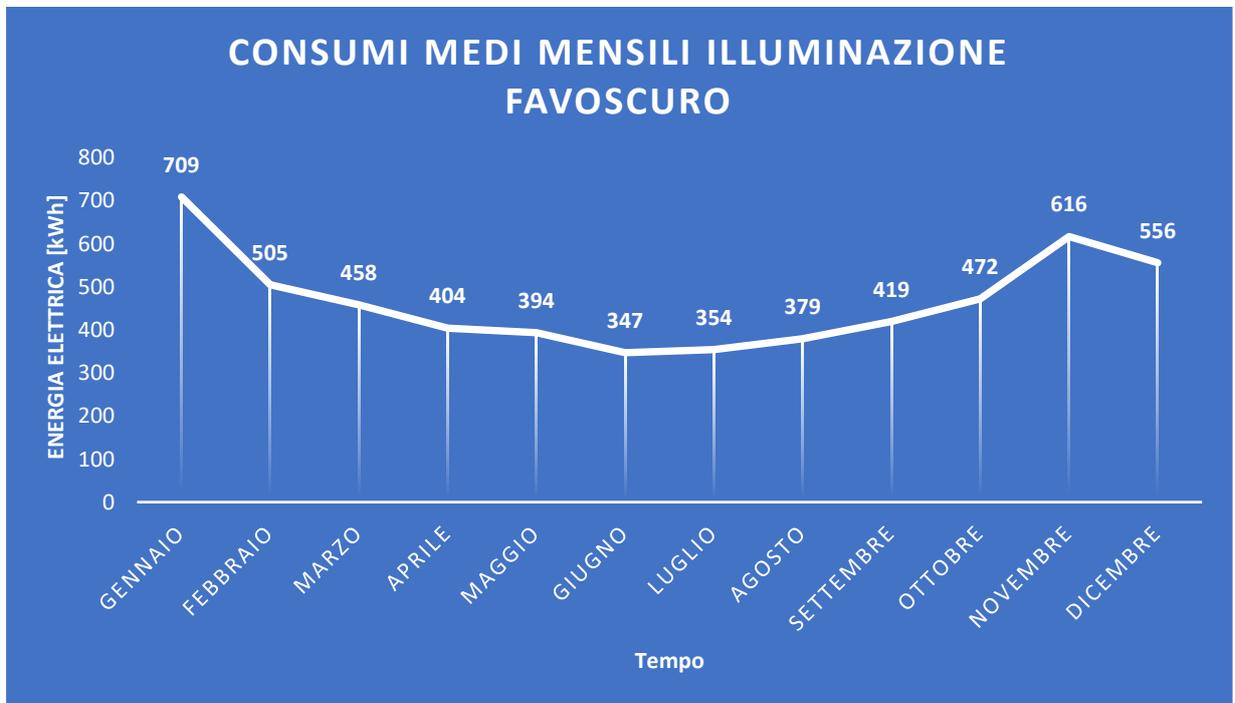
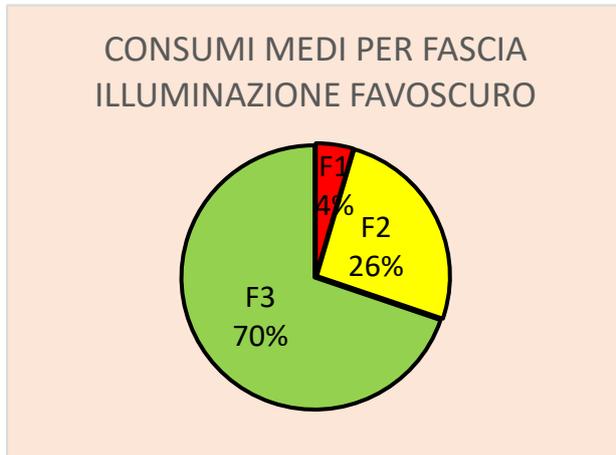


Figura 63: Rappresentazione grafica dei consumi medi mensili per l'illuminazione della Contrada Favoscuoro

Com'è possibile osservare nel grafico riportato in figura 63, i consumi sembrano raggiungere il massimo tra novembre e gennaio, mesi in cui anche le ore buio raggiungono un massimo, per diminuire in maniera costante fino a raggiungere un minimo nei mesi di giugno e luglio, mesi in cui anche le ore buio sono minime.



In ultima analisi, analizzando il diagramma a torta riportato in figura 64, il quale rappresenta la percentuale di consumo energetico in ogni fascia oraria sul consumo totale annuo, è possibile osservare che, come il grafico relativo all'illuminazione di tutto il paese, si ha una percentuale minima in fascia F1, dato che durante alcuni mesi invernali le ore buio ricadono in tale fascia oraria, ed in totale, il 96% dei restanti consumi appartiene alle fasce orarie F2 ed F3, ovvero le fasce notturne.

Figura 64: Ripartizione dei consumi nelle tre fasce orarie

Capitolo 4

Dimensionamento degli impianti fotovoltaici

4.1 Criteri ed Ipotesi generali di progetto

In questo capitolo verranno dimensionati gli impianti fotovoltaici a servizio della comunità energetica, verranno prese in analisi, una ad una, tutte le coperture degli edifici comunali, dopo aver dimensionato i vari impianti, se ne valuterà la producibilità secondo diversi criteri, così da poter successivamente dimensionare i sistemi di accumulo e valutare la quantità di energia autoconsumata istantaneamente, accumulata ed utilizzata nelle ore notturne e quanta immessa in rete.

Per semplicità di calcolo, verrà utilizzata un'unica tipologia di pannello fotovoltaico per gli impianti di ciascun edificio, avente delle celle di tipo monocristallino, una superficie netta pari a 1.99 m^2 , una potenza di picco pari a 425W ed un'efficienza pari al 21.4%.

La configurazione impiantistica che verrà utilizzata è quella descritta nelle regole tecniche del GSE e nominata come "Configurazione 2: Sistema di accumulo lato produzione bidirezionale", e rappresentato in figura 65 riportata nella pagina seguente.

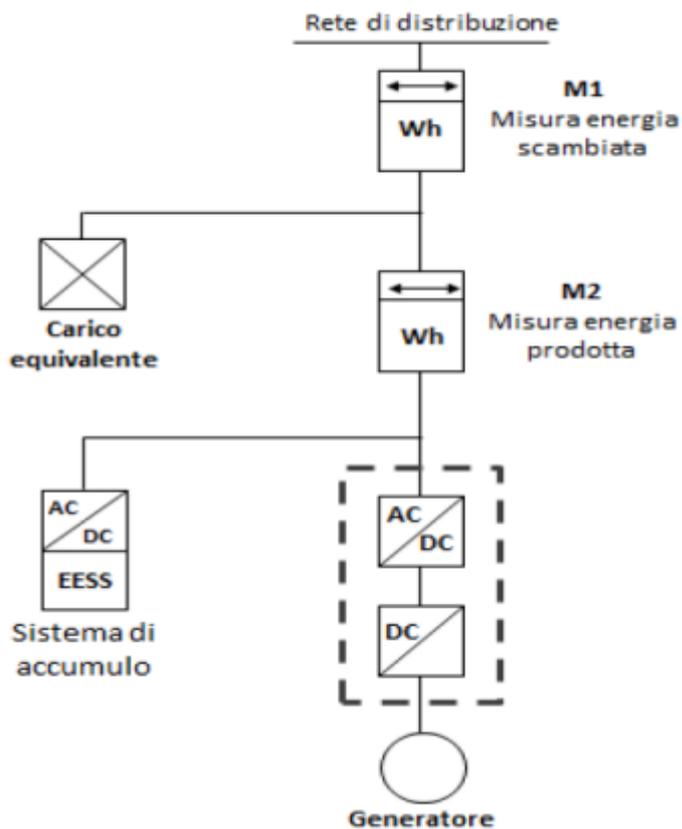


Figura 65: Configurazione Impiantistica n° 2 indicata nelle regole tecniche del GSE

Dove, il contatore M1 è il contatore posto nel punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi, ed il contatore M2, è il contatore posto nel punto di produzione dell'impianto FER; entrambi i contatori devono essere di tipo bidirezionale.

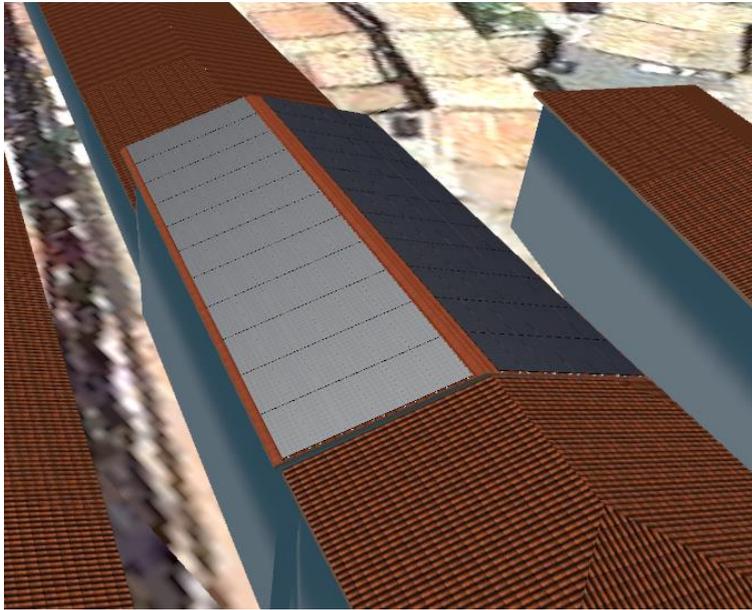
Con questa configurazione, l'energia prodotta dall'impianto viene interamente immessa in rete, il carico equivalente e la batteria, se scarica, vengono alimentati, dunque, direttamente dalla rete e non dall'impianto fotovoltaico, nel nostro caso. Ciò perché, al fine di rientrare nella configurazione di comunità di energia rinnovabile, il gestore obbliga le utenze a adottare un sistema di contabilizzazione dell'energia virtuale, così da poter erogare gli incentivi previsti alla quota minima oraria tra l'energia immessa in rete e quella prelevata.

Il criterio di progettazione che verrà adottato, è quello di installare la massima potenza possibile, cercando di utilizzare al meglio l'intera superficie di copertura di ciascun edificio a disposizione, in modo da poter massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile nel sito, dunque l'energia prodotta, soprattutto nell'ottica di ampliamento della comunità energetica con l'ingresso da parte dei cittadini, aumentando dunque la domanda energetica, quindi la condivisione dell'energia. Una volta effettuato il dimensionamento ed i calcoli di stima della producibilità di ciascun impianto, si valuterà la convenienza dell'aver adottato questo approccio, andando a trarne le dovute conclusioni, sia da un punto di vista tecnico/pratico che economico.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento. Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa.

Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

4.2 Palazzo Comunale



La copertura del palazzo comunale è composta da due ampie falde, sulle quali è possibile installare un totale di 132 moduli, 66 moduli per falda, per una potenza complessiva di picco pari a 56.1 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano delle falde, le quali hanno un'inclinazione pari a 16.7° rispetto all'orizzontale ed un azimut pari a 110.8° per una e -69.2° per l'altra.

Figura 66: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sul Palazzo Comunale

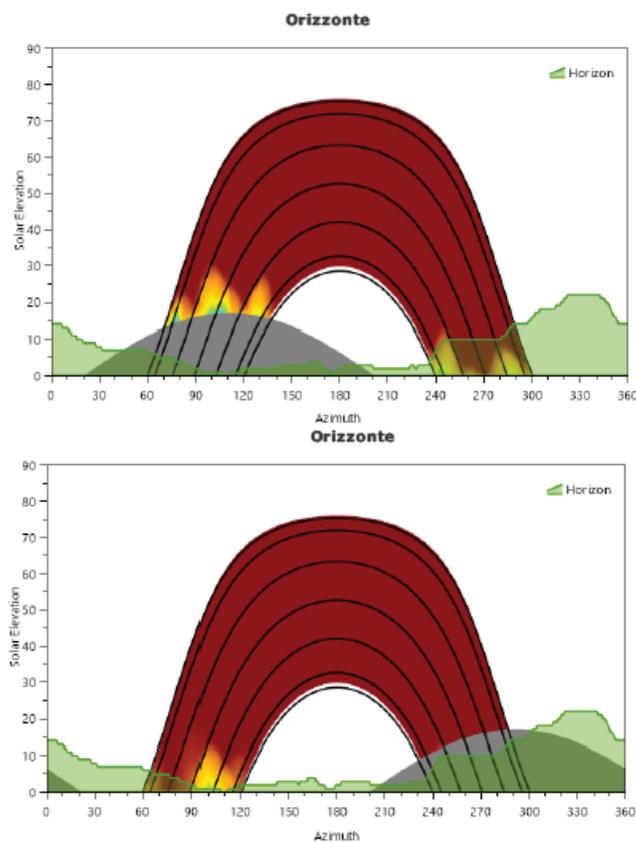


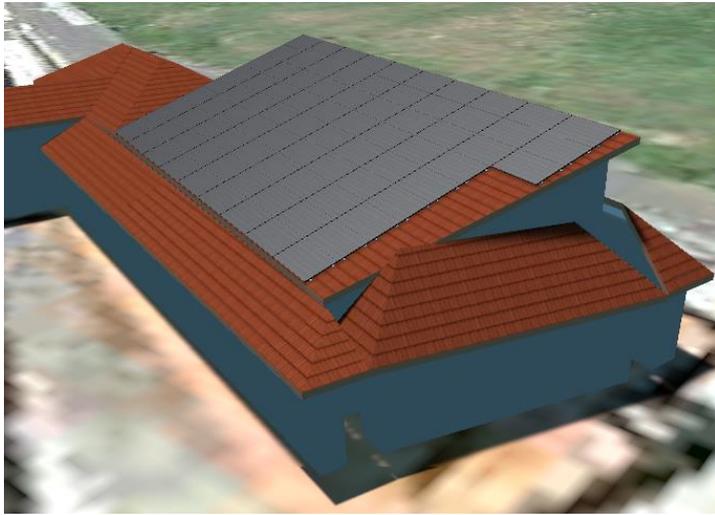
Figura 67: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 67, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle due falde, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su entrambi i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle due falde, viene installato un inverter da 30 kW con 2 MPPT per ciascuna di esse.

I moduli vengono connessi in stringhe da 11 ed a sua volta, vengono collegate 3 stringhe in parallelo, per un totale di 33 moduli gestiti da ciascun MPPT.

4.3 Museo



La copertura del museo è composta da molte falde, al fine del dimensionamento dell'impianto, solo una è utilizzabile, sulla quale è possibile installare un totale di 84 moduli, per una potenza complessiva di picco pari a 35.7 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano della falda, la quale ha un'inclinazione pari a 18.5° rispetto all'orizzontale ed un azimut pari a -71.5° .

Figura 68: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sul Museo

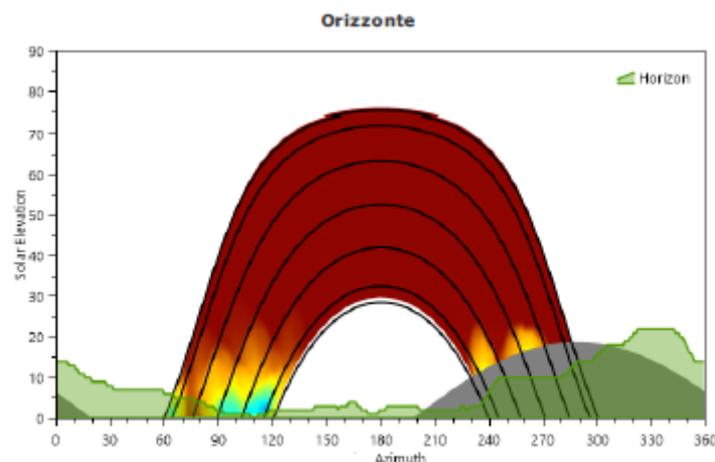


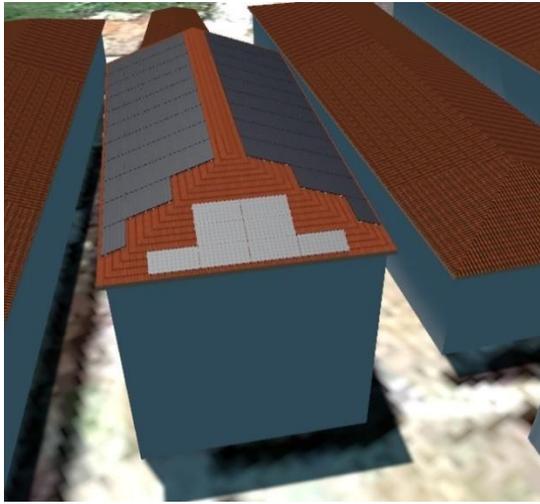
Figura 69: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

Il grafico riportato in figura 69, mostra le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alla falda sulla quale sono stati inseriti i moduli, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolato tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

I moduli sono connessi a due inverter da 20 kW, ciascuno dei quali avente due MPPT.

I moduli vengono connessi in stringhe da 10 ed in stringhe da 11 ed a sua volta, vengono collegate 2 stringhe in parallelo, per un totale di 20 moduli gestiti da un MPPT e 22 dall'altro MPPT di ciascun inverter.

4.4 Palazzo Landro Scalisi



La copertura del palazzo Landro Scalisi è composta da due ampie falde più una piccola falda, sulle quali è possibile installare un totale di 106 moduli, 49 moduli per ciascuna delle due falde maggiori ed 8 moduli sulla falda minore, per una potenza complessiva di picco pari a 45.05 kWp. I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano delle falde, le quali hanno tutte un'inclinazione pari a 19.10° rispetto all'orizzontale ed un azimut pari a -155.31 per la falda minore, 114.7° e -63.3° per le due falde maggiori.

Figura 70: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sul Palazzo Landro - Scalisi

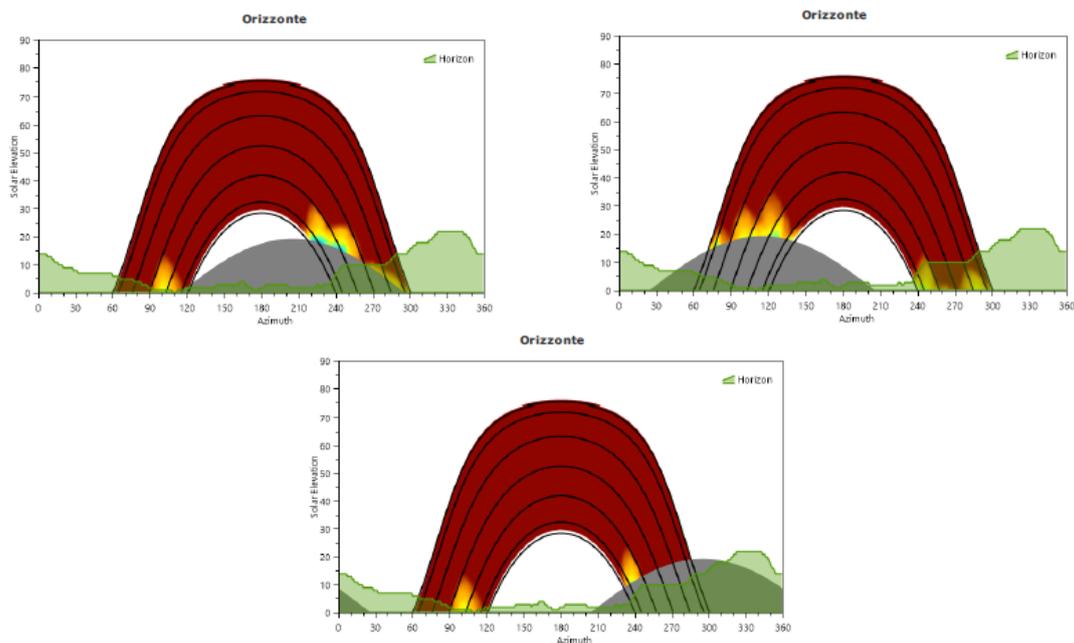


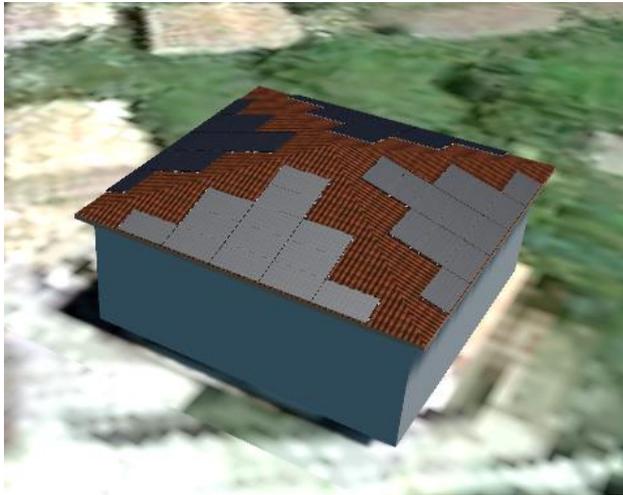
Figura 71: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 71, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle tre falde, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su tutti i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle tre falde, vengono installati tre differenti inverter, uno da 5 kW che gestisce i moduli della falda minore e 2 da 17 kW che gestiscono i moduli installati sulle falde maggiori

I moduli vengono connessi in stringhe da 15 ed in stringhe da 19 ed a sua volta, le stringhe da 15 moduli vengono collegate in parallelo, per un totale di 30 moduli gestiti da un MPPT e 19 dall'altro MPPT di ciascun inverter che gestisce le falde maggiori, i moduli della falda minore sono connessi in un'unica stringa da 8 moduli e gestiti da un unico MPPT.

4.5 Uffici 118



La copertura del palazzo degli uffici del 118 è composta da quattro falde identiche per estensione, sulle quali è possibile installare un totale di 52 moduli, 13 moduli per ciascuna falda, per una potenza complessiva di picco pari a 22.10 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano delle falde, le quali hanno tutte un'inclinazione pari a 16.6° rispetto all'orizzontale ed un azimut pari a 0° , 90° , 180° , -90° ; ovvero risultano esattamente orientate sui 4 punti cardinali.

Figura 72: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sull'edificio del 118

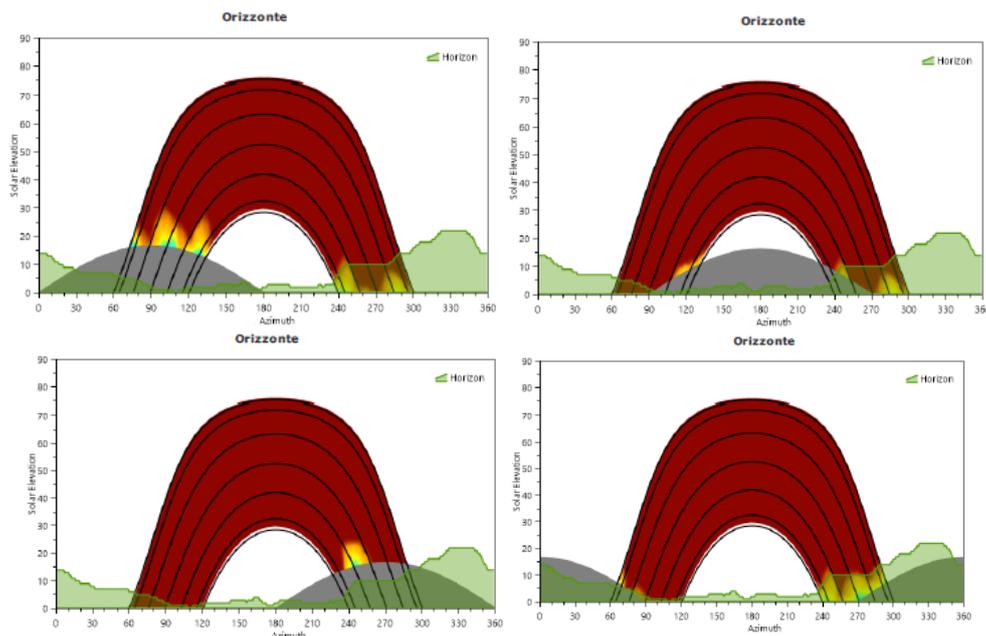


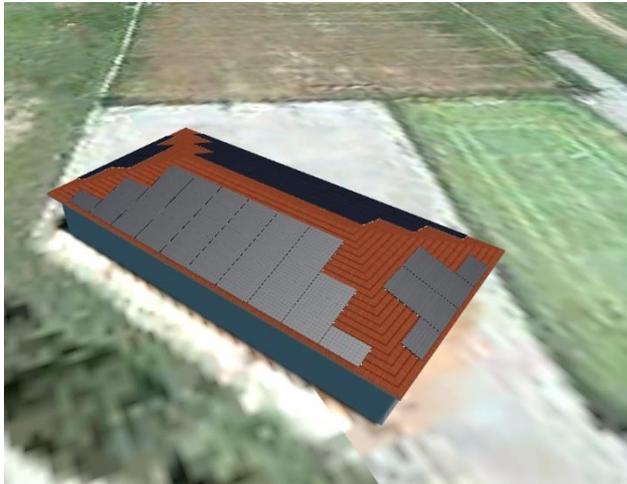
Figura 73: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 73, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle quattro falde, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su tutti i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle quattro falde, vengono installati due differenti inverter dalla potenza nominale di 15 kW e due MPPT, così da gestire tutte le falde con 4 MPPT a disposizione.

I moduli vengono connessi in stringhe da 13 e gestiti da un MPPT, così che tutti i moduli di ciascuna falda siano connessi in un'unica stringa e gestiti da un MPPT dedicato.

4.6 Campo Sportivo



La copertura dello spogliatoio del campo sportivo è composta da quattro falde, sulle quali è possibile installare un totale di 92 moduli, 38 moduli per ciascuna delle falde maggiori, 8 per ciascuna delle falde minori, per una potenza complessiva di picco pari a 39.10 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano delle falde, le quali hanno tutte un'inclinazione pari a 18.5° rispetto all'orizzontale ed un azimut pari a 153.8° , -116.2° , -26.2° , 63.8° .

Figura 74: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sullo spogliatoio del Campo Sportivo

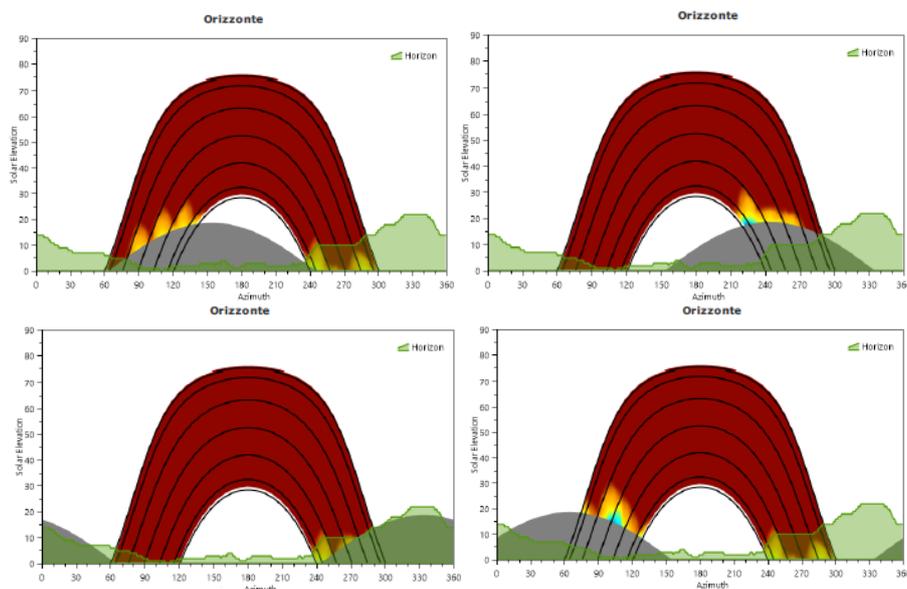


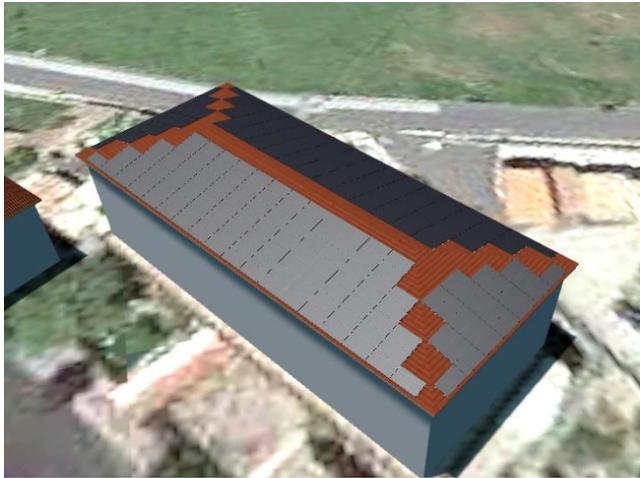
Figura 75: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 75, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle quattro falde, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su tutti i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle quattro falde, vengono installati tre differenti inverter dalla potenza nominale di 15 kW e due MPPT, così da gestire tutte le falde con 8 MPPT a disposizione.

I moduli sulle falde maggiori vengono connessi in stringhe da 19 e gestiti da un MPPT, i moduli sulle falde minori vengono connessi in stringhe da 8 e ciascuna stringa gestita da un MPPT.

4.7 Edificio Scolastico



La copertura dell'edificio scolastico è composta da quattro falde, sulle quali è possibile installare un totale di 248 moduli, 102 moduli per ciascuna delle falde maggiori, 22 per ciascuna delle falde minori, per una potenza complessiva di picco pari a 105.40 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano delle falde, le quali hanno tutte un'inclinazione pari a 13.8° rispetto all'orizzontale ed un azimut pari a 58.8° , 148.8° , -121.2° , -31.2° .

Figura 76: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sullo spogliatoio dell'Edificio Scolastico

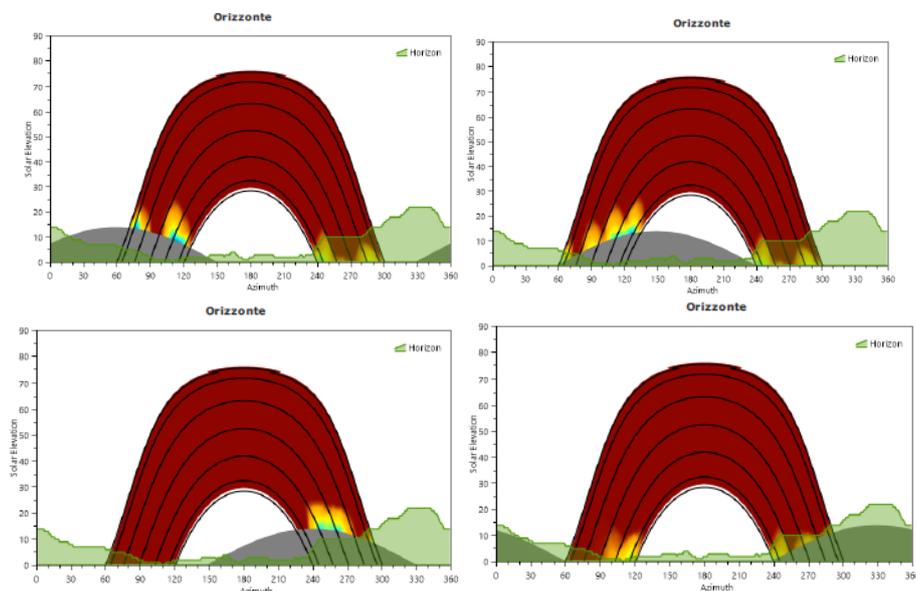


Figura 77: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 77, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle quattro falde, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su tutti i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle quattro falde, vengono installati due potenti inverter dalla potenza nominale di 60 kW e tre MPPT, così da gestire tutte le falde con 6 MPPT a disposizione.

I moduli sulle falde maggiori vengono connessi in un parallelo formato da tre stringhe, ciascuna formata da 17 moduli in serie, e gestiti da un MPPT, i moduli sulle falde minori vengono connessi in un parallelo formato da due stringhe formate da 11 moduli in serie e gestite da un MPPT.

4.8 Casa Albergo

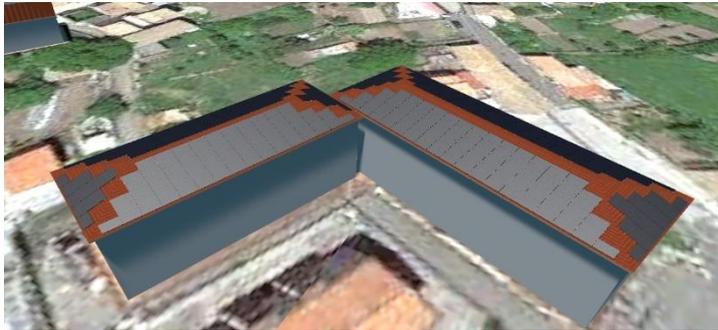


Figura 78: Immagine rappresentativa dell'installazione dei moduli fotovoltaici sullo spogliatoio della Casa Albergo

La casa albergo è un complesso formato da due grandi strutture indipendenti, ciascuna struttura possiede un'ampia copertura a quattro falde sulle quali è possibile installare un totale di 406 moduli, 96 moduli per ciascuna delle falde maggiori, 17 per ciascuna delle falde minori dell'edificio più grande, mentre, sull'edificio più piccolo è possibile installare 77 moduli su ciascuna delle falde maggiori e 13 su ciascuna di quelle minori, per una

potenza complessiva di picco pari a 172.55 kWp.

I moduli fotovoltaici sono posti sullo stesso piano delle falde, le quali hanno un'inclinazione pari a 15.6° rispetto all'orizzontale per l'edificio maggiore, 16.8° rispetto all'orizzontale per l'edificio minore.

Per quanto riguarda l'orientamento delle falde, esse hanno un azimut pari a 109.3° , -160.7° , -70.7° , 19.3° , per l'edificio maggiore, 20.0° , 110.0° , -160.0° , -70.0° per l'edificio minore.

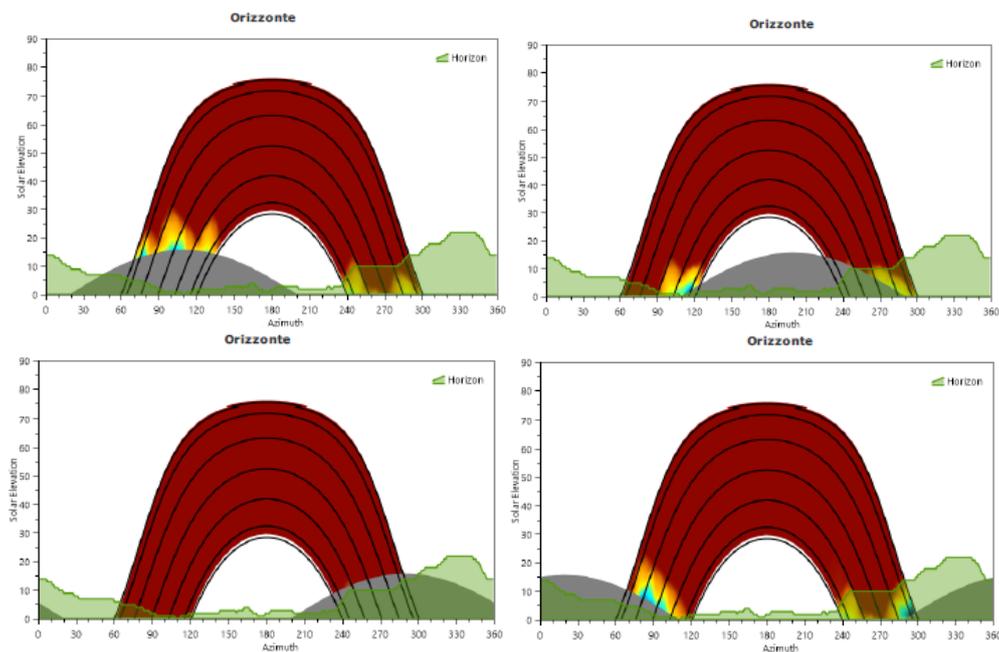


Figura 79: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 79, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle quattro falde dell'edificio più grande, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su tutti i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo

estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle quattro falde, vengono installati due potenti inverter dalla potenza nominale di 70 kW e tre MPPT, così da gestire tutte le falde con 6 MPPT a disposizione.

I moduli sulle falde maggiori vengono connessi in un parallelo formato da tre stringhe, ciascuna formata da 16 moduli in serie, e gestiti da un MPPT, i moduli sulle falde minori vengono connessi in un'unica stringa da 17 moduli in serie e gestite da un MPPT.

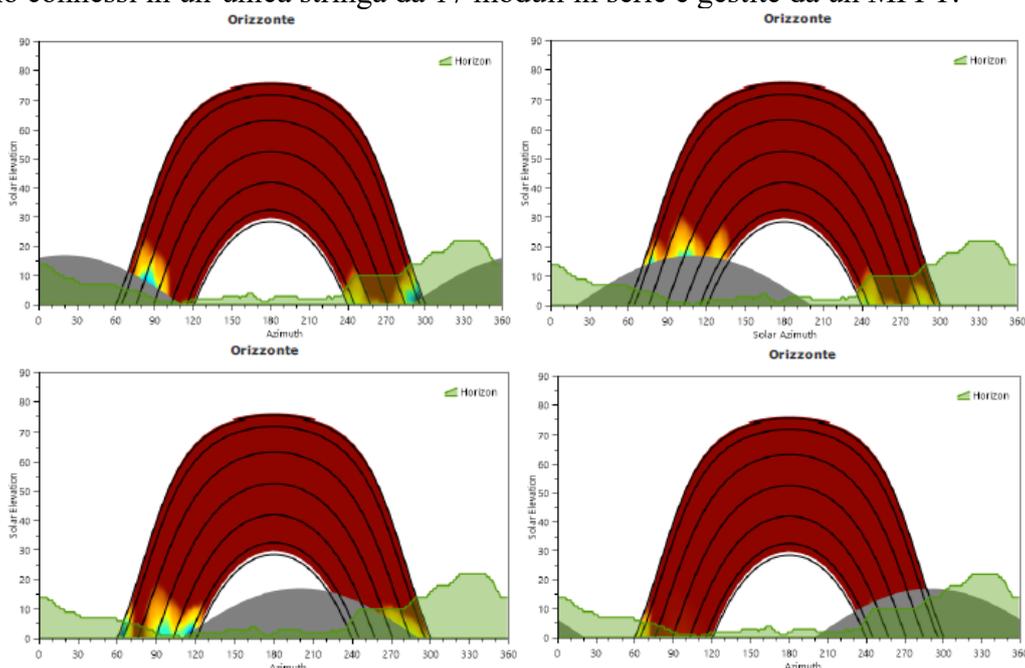


Figura 80: Rappresentazione degli ostacoli a 360° per ciascuna falda

I grafici riportati in figura 80, mostrano le orbite solari e gli ostacoli ai raggi solari rispetto alle quattro falde dell'edificio più piccolo, compreso il profilo dell'orizzonte circostante, dovuto a colline e montagne, calcolati tramite software, è possibile osservare che, si verificano dei leggeri ombreggiamenti su tutti i campi fotovoltaici nelle prime ore del mattino, nel periodo estivo, mentre sono leggermente più marcati nelle ultime ore della giornata, dove il sole viene coperto dagli ostacoli quando raggiunge un'altezza di 10° nel periodo invernale e 20° in quello estivo.

Data la differente esposizione delle quattro falde, vengono installati due potenti inverter dalla potenza nominale di 70 kW e tre MPPT, così da gestire tutte le falde con 6 MPPT a disposizione.

I moduli sulle falde maggiori vengono connessi in un parallelo formato da tre stringhe, ciascuna formata da 15 moduli in serie, e gestiti da un MPPT, ed in un parallelo formato da 2 stringhe, ciascuna composta da 16 moduli in serie e gestiti da un secondo MPPT, i moduli sulle falde minori vengono connessi in un'unica stringa da 13 moduli in serie e gestite dal terzo MPPT.

Capitolo 5

Stima della produzione del campo fotovoltaico

La radiazione solare che raggiunge la sommità dell'atmosfera su un piano perpendicolare ai raggi, nota come costante solare, ha un valore medio di 1361-1362 W/m² che varia alquanto a seconda della posizione della Terra nella sua orbita ellittica.

Quando la radiazione solare attraversa l'atmosfera, subisce diversi processi di assorbimento, dispersione o riflessione che si traducono in livelli inferiori di radiazione solare ricevuti sulla superficie terrestre. Questi sono dovuti ai componenti dell'atmosfera, come ozono o CO₂, e alle particelle solide e liquide in sospensione come aerosol o vapore acqueo. Tuttavia, la principale fonte di attenuazione è la copertura nuvolosa. Non solo il valore della banda larga è diverso, ma anche questi processi di assorbimento e attenuazione influenzano in modo diverso le lunghezze d'onda della radiazione solare, per cui la distribuzione spettrale della radiazione solare a livello del suolo differisce da quella extraterrestre.

La radiazione solare ricevuta a livello del suolo, nota come radiazione globale, è la somma di tre componenti. Il primo, detto fascio o radiazione diretta, è la frazione della radiazione solare che raggiunge il suolo senza essere attenuata dall'atmosfera e può essere modellata come proveniente direttamente dal disco solare. La seconda parte o diffusa è la radiazione solare che raggiunge il suolo dopo essere stata riflessa o dispersa dall'atmosfera e si considera proveniente dall'intera cupola del cielo. La terza componente, non sempre presa in considerazione, è la radiazione riflessa dalla superficie del suolo o dagli ostacoli vicini. La componente fascio è disponibile solo quando il disco solare non è bloccato dalle nuvole, mentre la componente diffusa è sempre disponibile, essendo l'unica radiazione disponibile ogni volta che le nuvole bloccano il disco solare.

La radiazione solare in condizioni di cielo sereno (senza nuvole) e atmosfera pulita e secca è un parametro molto importante in quanto fornisce informazioni sulla radiazione massima disponibile in qualsiasi luogo. Questo valore è normalmente modellato e viene utilizzato come dato di input per altri modelli applicati per la stima della radiazione solare in condizioni atmosferiche normali. [9]

5.1 Ipotesi e criteri assunti

La stima della produzione annua degli impianti fotovoltaici è stata effettuata accuratamente seguendo tre differenti criteri che hanno portato a risultati molto simili, ciò assicura una maggior accuratezza dei dati ottenuti ed una miglior affidabilità.

Le tre modalità di studio della producibilità sono le seguenti:

- calcolo secondo la norma UNI 10349;
- calcolo secondo un software online chiamato INSUN;
- calcolo tramite il sistema interattivo online PVGIS.

Dopo aver effettuato i calcoli secondo i vari criteri, è stata effettuata una media aritmetica tra i tre modelli, ed il risultato è stato utilizzato come riferimento per il matching tra produzione ed autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta, per il dimensionamento dei sistemi di accumulo e per le analisi tecnico economiche.



ENTE ITALIANO
DI NORMAZIONE



5.2 Stima della producibilità secondo norma UNI 10349

La norma UNI 10349 fornisce i dati climatici convenzionali necessari per la progettazione e la verifica sia degli edifici sia degli impianti tecnici per il riscaldamento ed il raffrescamento, I dati presenti si suddividono in due gruppi:

- dati climatici giornalieri mensili;
- dati di progetto.

I primi riguardano il calcolo dei fabbisogni energetici e le verifiche igrometriche, i secondi la verifica del superamento dei valori massimi o minimi di specifiche grandezze ed il dimensionamento, in termini di potenza termica, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento. Tra i dati forniti dalla norma, vi è l'irradiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale per i capoluoghi di provincia, nelle componenti \bar{H}_{bh} diretta e \bar{H}_{dh} diffusa e per ogni mese dell'anno, nel prospetto VIII, ordinati per codice di provincia. Il codice di provincia, in nome del relativo capoluogo e le sue coordinate geografiche, altitudine, latitudine, e longitudine sono invece riportati nel prospetto VII. Per le località non comprese è possibile calcolare una irradianza corretta che tenga conto della diversa localizzazione, rispetto al capoluogo rispetto al capoluogo, applicando il seguente criterio:

- si identificano due località di riferimento, ovvero i capoluoghi di provincia più vicini in linea d'aria e sullo stesso versante geografico di quella considerata;
- si calcola il valore dell'irradiazione della località considerata come media ponderale dei valori delle due località di riferimento pesate rispetto alla latitudine, secondo la seguente relazione:

$$\bar{H} = \bar{H}_{r1} + \frac{\bar{H}_{r2} - \bar{H}_{r1}}{\phi_{r2} - \phi_{r1}} (\phi - \phi_{r1})$$

Dove:

- ϕ è la latitudine del sito desiderato;
- ϕ_{r1} è la latitudine del primo sito di riferimento;
- ϕ_{r2} è la latitudine del secondo sito di riferimento;
- \bar{H} è l'irradianza globale del sito prescelto, \bar{H}_{r1} e \bar{H}_{r2} sono rispettivamente, l'irradianza globale del primo e del secondo sito di riferimento.

5 - Stima della produzione del campo fotovoltaico

Per il calcolo su superfici non orizzontali, si applica la seguente tabella 8:

TABELLA VARIAZIONE PERCENTUALE DELLA RADIAZIONE ORIZZONTALE IN FUNZIONE DEL TILT E DELL'ORIENTAMENTO					
TILT	ORIENTAMENTO				
	0°	15°	30°	45°	90°
0°	100%	100%	100%	100%	100%
10°	106%	106%	105%	103%	99%
15°	109%	109%	107%	105%	96%
20°	110%	110%	108%	106%	95%
30°	112%	111%	109%	106%	91%
40°	111%	111%	108%	104%	86%
50°	108%	107%	104%	101%	81%
60°	102%	101%	99%	96%	76%
90°	72%	72%	71%	70%	56%

Tabella 8: Variazione percentuale dell'irradiazione in funzione di TILT ed AZIMUT rispetto all'orizzontale

Le due località più vicine al comune di Floresta sono Catania e Messina:
Le coordinate geografiche delle due città di riferimento e di Floresta sono le seguenti:

Prospetto VIII — Irradiazione solare giornaliera media mensile diretta \bar{H}_{dh} e diffusa \bar{H}_{bh} sul piano orizzontale

N°	GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO		LUGLIO		AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	\bar{H}_{dh} MJ/m ²	\bar{H}_{bh} MJ/m ²																						
27	3,3	5,7	4,2	7,7	5,5	10,5	6,6	14,1	6,9	18,6	6,6	21,6	6,1	22,1	5,6	19,8	5,4	14,1	4,5	9,2	3,4	6,6	3,0	5,0
48	3,3	3,9	4,3	6,5	5,6	9,6	6,7	13,6	7,2	17,2	7,0	20,3	6,6	20,6	6,0	18,6	5,4	13,6	4,6	8,3	3,5	5,4	3,0	3,6

Tabella 9: Norma UNI 10349 con dati relativi all'irradiazione delle città di Catania e Messina

PRODUCIBILITA' PANNELLI FOTOVOLTAICI SECONDO NORMA UNI 10349					
N°	Sigla Provincia	Località	Altitudine	Latitudine	
			m	°	'
27	CT	Catania	7	37	30 15 05
48	ME	Messina	3	38	11 15 32
-	ME	Floresta	1275	37	98 14 91

Tabella 10: Producibilità dei moduli fotovoltaici secondo la norma UNI 10349

Dopo aver svolto i calcoli secondo la relazione fornita dalla norma, si ottiene la producibilità media mensile sul piano orizzontale, come rappresentato in tabella 11

Hdh: irradiazione solare giornaliera media mensile diffusa su piano orizzontale Hbh: irradiazione solare giornaliera media mensile diretta su piano orizzontale H: irradiazione solare giornaliera media mensile su piano orizzontale											
	CATANIA			MESSINA			FLORESTA			IRRADIAZIONE TOTALE ANNUA MJ/m2/Anno	IRRADIAZIONE TOTALE ANNUA kWh/m2/Anno
	Hdh MJ/m2	Hbh MJ/m2	H MJ/m2	Hdh MJ/m2	Hbh MJ/m2	H MJ/m2	Hdh MJ/m2	Hbh MJ/m2	H MJ/m2		
Gennaio	3,3	5,7	9	3,3	3,9	7,2	3,3	4,2	7,5	17,2	1746
Febbraio	4,2	7,7	11,9	4,3	6,5	10,8	4,3	6,7	11,0		
Marzo	5,5	10,5	16	5,6	9,6	15,2	5,6	9,7	15,3		
Aprile	6,6	14,1	20,7	6,7	13,6	20,3	6,7	13,7	20,4		
Maggio	6,9	18,6	25,5	7,2	17,2	24,4	7,2	17,4	24,6		
Giugno	6,6	21,6	28,2	7	20,3	27,3	6,9	20,5	27,4		
Luglio	6,1	22,1	28,2	6,6	20,6	27,2	6,5	20,8	27,4		
Agosto	5,6	19,8	25,4	6	18,6	24,6	5,9	18,8	24,7		
Settembre	5,4	14,1	19,5	5,4	13,6	19	5,4	13,7	19,1		
Ottobre	4,5	9,2	13,7	4,6	8,3	12,9	4,6	8,4	13,0		
Novembre	3,4	6,6	10	3,5	5,4	8,9	3,5	5,6	9,1		
Dicembre	3	5	8	3	3,6	6,6	3,0	3,8	6,8		

Tabella 11: Calcolo Irraggiamento per Floresta (ME)

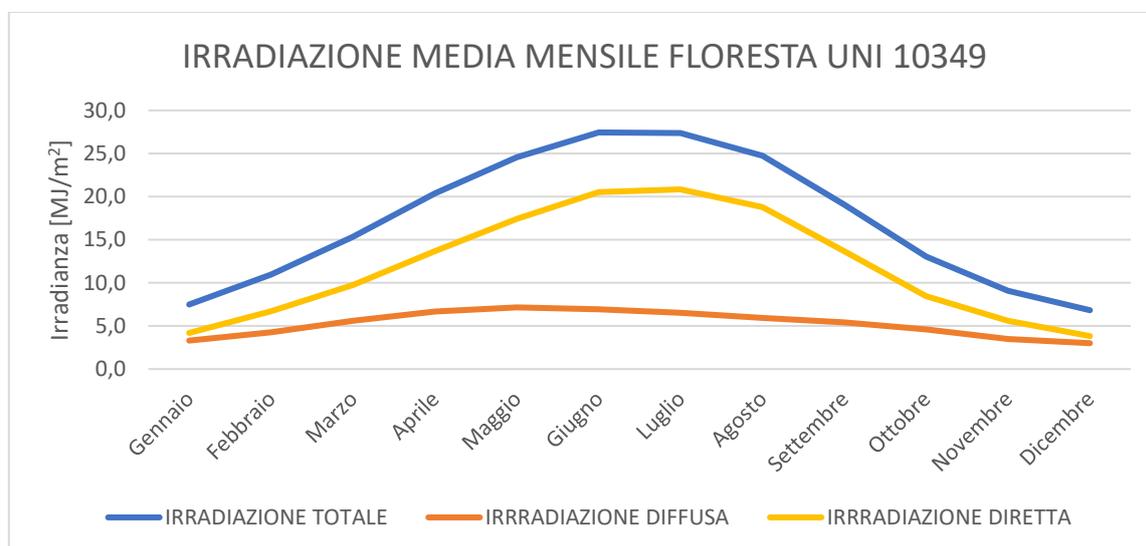


Tabella 12: Rappresentazione grafica della variazione annua dell'Irradianza

Una volta aver calcolato l'irradianza per il sito d'interesse è stata calcolata la producibilità degli impianti su ogni singola falda, considerando un'efficienza complessiva di sistema pari al 18.02%, che tiene conto dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, e di tutto l'impianto elettrico; per calcolare la producibilità effettiva su ciascuna falda, a partire dai dati di irradianza forniti dalla norma, si è utilizzata la seguente relazione:

$$E_{prod} = (\bar{H} \cdot \epsilon \cdot A \cdot K) / 1000$$

Dove:

ϵ è l'efficienza complessiva del sistema di produzione;

A è la superficie utile dei moduli fotovoltaici;

K è un fattore correttivo che tiene conto del reale orientamento delle falde ed è riportato in tabella 8.

5 - Stima della produzione del campo fotovoltaico

Utilizzando questa relazione, dunque, è possibile calcolare la producibilità degli impianti su ciascuna falda della comunità energetica, da cui si ottengono i seguenti risultati:

PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA SECONDO NORMA UNI 10349										
Edificio	Falde	numero moduli [-]	Superficie singolo modulo [m ²]	Potenza di picco singolo modulo [W]	Superficie impianto [m ²]	Potenza di picco impianto [kW]	Azimut	TILT	Producibilità SINGOLA FALDA secondo UNI 10349 [MWh/a]	Producibilità secondo UNI 10349 [MWh/a]
Palazzo Comune	Falda 1 Comune	66	2	425	131	28	-69	17	39,3	76,9
	Falda 2 Comune	66	2	425	131	28	111	17	37,6	
Campo Sportivo	Falda 1 Campo S.	38	2	425	76	16	-116	18	21,4	56,1
	Falda 2 Campo S.	8	2	425	16	3	-26	19	5,3	
	Falda 3 Campo S.	38	2	425	76	16	64	18	24,9	
	Falda 4 Campo S.	8	2	425	16	3	154	19	4,5	
Casa Albergo	Falda 1 Casa Albergo	96	2	425	191	41	-161	16	51,5	246,5
	Falda 2 Casa Albergo	17	2	425	34	7	-71	16	10,7	
	Falda 3 Casa Albergo	96	2	425	191	41	19	16	65,3	
	Falda 4 Casa Albergo	17	2	425	34	7	109	16	9,6	
	Falda 5 Casa Albergo	13	2	425	26	6	-160	17	7,0	
	Falda 6 Casa Albergo	77	2	425	153	33	-70	17	48,0	
	Falda 7 Casa Albergo	13	2	425	26	6	20	17	8,8	
	Falda 8 Casa Albergo	77	2	425	153	33	110	17	45,6	
Edificio 118	Falda 1 Edificio 118	13	2	425	26	6	180	16	4,5	28,9
	Falda 2 Edificio 118	13	2	425	26	6	-90	17	7,8	
	Falda 3 Edificio 118	13	2	425	26	6	0	17	8,8	
	Falda 4 Edificio 118	13	2	425	26	6	90	17	7,8	
Edificio Scolastico	Falda 1 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	-31	14	69,3	155,5
	Falda 2 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	59	14	14,7	
	Falda 3 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	149	14	58,9	
	Falda 4 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	-121	14	12,7	
Palazzo Landro Scalisi	Falda 1 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	-56	19	32,3	64,4
	Falda 2 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	115	19	27,8	
	Falda 3 Palazzo La. Sc.	8	2	425	16	3	-155	19	4,3	
Museo	Falda 1 Museo	84	2	425	167	36	-71	18	49,8	49,8
TOTALE ANNUO										678

Tabella 14: Producibilità secondo la Norma UNI 10349 per ogni singola falda

PROFILO MENSILE PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA (UNI 10349)												
EDIFICIO	ENERGIA PRODOTTA [MWh]											
	GEN.	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Palazzo Comune	2,8	3,8	5,8	7,5	9,3	10,1	10,4	9,4	7,0	4,9	3,3	2,6
Campo Sportivo	2,1	2,7	4,2	5,4	6,8	7,3	7,6	6,8	5,1	3,6	2,4	1,9
Casa Albergo	9,1	12,1	18,6	24,0	29,9	32,3	33,3	30,1	22,5	15,8	10,7	8,3
Edificio 118	1,07	1,41	2,18	2,81	3,50	3,78	3,90	3,52	2,63	1,85	1,25	0,97
Edificio Scolastico	5,74	7,60	11,76	15,11	18,85	20,37	20,98	18,97	14,16	9,99	6,74	5,23
Palazzo Landro Scalisi	2,38	3,15	4,87	6,26	7,81	8,43	8,69	7,85	5,86	4,14	2,79	2,17
Museo	1,84	2,44	3,77	4,84	6,04	6,53	6,72	6,08	4,54	3,20	2,16	1,68
TOT	25,0	33,2	51,3	65,9	82,2	88,8	91,5	82,7	61,7	43,6	29,4	22,8

Tabella 13: Producibilità media mensile per ogni impianto secondo la Norma UNI 10349

5.3 Stima della producibilità secondo PVGIS

La stima della producibilità degli impianti fotovoltaici effettuata dal software online PVGIS si basa sui dati forniti dai satelliti, come ad esempio METEOSAT, che coprono l’Africa, l’Europa e la maggior parte dell’Asia fino a circa 60°N, con una risoluzione dell’immagine di pochi chilometri, e da stazioni meteorologiche.

Un'altra fonte di stime della radiazione solare proviene da Climate Reanalysis Data. I dati di rianalisi vengono calcolati utilizzando modelli numerici di previsioni meteorologiche, rieseguendo i modelli per il passato e apportando correzioni utilizzando le misurazioni meteorologiche note. L'output dei modelli è un gran numero di grandezze meteorologiche, spesso incluso l'irraggiamento solare a livello del suolo. Molti di questi set di dati hanno una copertura globale, comprese le aree polari in cui i metodi satellitari non dispongono di dati. Lo svantaggio di questi set di dati è che hanno per lo più una bassa risoluzione spaziale (un valore ogni 30 km o più) e che l'accuratezza dei valori di radiazione solare generalmente non è buona come i dati di radiazione solare basati sui satelliti sulle aree coperte da entrambi i tipi di set di dati.

Per il rilascio di PVGIS 5 sono stati utilizzati due set di dati sulla radiazione solare basati sulla rianalisi:

- ECMWF ERA-5, prodotto dal Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio raggio (ECMWF). Questo set di dati ha una copertura globale con una risoluzione di circa 30 km e include l'irraggiamento solare globale e diretto. Al momento in cui scriviamo, è stato rilasciato solo il periodo 2010-2016, a cui seguirà un periodo più lungo nel corso del 2018.
- COSMO-REA è un prodotto di rianalisi regionale, che copre l'Europa e il Nord Africa [*Bollmeyer et al., 2015*]. La risoluzione spaziale è di circa 6 km (in PVGIS si utilizzano 3 minuti d'arco) ed i dati sono disponibili con risoluzione oraria per il periodo 1995-2015, sebbene in PVGIS sia attualmente utilizzato solo l'intervallo 2005-2015.

COSMO-REA è limitato in estensione geografica all'Europa e parti del Nord Africa. Al contrario, ERA-5 ha una copertura globale. Tuttavia, per la versione PVGIS 5 vengono resi disponibili questi due database con la stessa estensione, coprendo solo l'Europa.

Nel seguente studio è stato utilizzato il database di radiazione solare PVGIS-SARAH, dove si è considerata una perdita energetica del sistema pari al 10%, che comprende le perdite per effetto Joule nei cavi, perdite di trasformazione, invecchiamento dei moduli ecc.

5 - Stima della produzione del campo fotovoltaico

Figura 81: Interfaccia del portale PVGIS per il calcolo della producibilità dei moduli fotovoltaici

Nella figura 81 è rappresentata l'interfaccia di input del software, in sede di calcolo, è stato compilato per ogni falda, specificando che gli impianti sono integrati nell'edificio, inserendo la giusta inclinazione ed orientamento, da cui sono stati ottenuti i risultati riportati i seguenti risultati:

PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA SECONDO PVGIS										
Edificio	Falde	numero moduli [-]	Superficie singolo modulo [m ²]	Potenza di picco singolo modulo [W]	Superficie impianto [m ²]	Potenza di picco impianto [kW]	Azimut	TILT	Producibilità SINGOLA FALDA secondo PVGIS [MWh/a]	Producibilità secondo PVGIS [MWh/a]
Palazzo Comune	Falda 1 Comune	66	2	425	131	28	-69	17	38	73,5
	Falda 2 Comune	66	2	425	131	28	111	17	35	
Campo Sportivo	Falda 1 Campo S.	38	2	425	76	16	-116	18	21	52,3
	Falda 2 Campo S.	8	2	425	16	3	-26	19	5	
	Falda 3 Campo S.	38	2	425	76	16	64	18	22	
	Falda 4 Campo S.	8	2	425	16	3	154	19	4	
Casa Albergo	Falda 1 Casa Albergo	96	2	425	191	41	-161	16	48	228,0
	Falda 2 Casa Albergo	17	2	425	34	7	-71	16	10	
	Falda 3 Casa Albergo	96	2	425	191	41	19	16	60	
	Falda 4 Casa Albergo	17	2	425	34	7	109	16	9	
	Falda 5 Casa Albergo	13	2	425	26	6	-160	17	6	
	Falda 6 Casa Albergo	77	2	425	153	33	-70	17	46	
	Falda 7 Casa Albergo	13	2	425	26	6	20	17	8	
	Falda 8 Casa Albergo	77	2	425	153	33	110	17	41	
Edificio 118	Falda 1 Edificio 118	13	2	425	26	6	180	16	6	29,0
	Falda 2 Edificio 118	13	2	425	26	6	-90	17	7	
	Falda 3 Edificio 118	13	2	425	26	6	0	17	8	
	Falda 4 Edificio 118	13	2	425	26	6	90	17	7	
Edificio Scolastico	Falda 1 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	-31	14	61	135,2
	Falda 2 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	59	14	13	
	Falda 3 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	149	14	51	
	Falda 4 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	-121	14	12	
Palazzo Landro Scalisi	Falda 1 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	-56	19	29	56,7
	Falda 2 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	115	19	24	
	Falda 3 Palazzo La. Sc.	8	2	425	16	3	-155	19	4	
Museo	Falda 1 Museo	84	2	425	167	36	-71	18	48	48,0
TOTALE ANNUO										623

Tabella 15: Producibilità secondo il portale PVGIS per ogni singola falda

PROFILO MENSILE PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA (PVGIS)												
EDIFICIO	ENERGIA PRODOTTA [MWh]											
	GEN.	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Palazzo Comune	3,0	3,5	5,6	7,2	9,1	9,4	9,9	9,0	6,3	4,6	3,3	2,6
Campo Sportivo	2,1	2,4	3,9	5,0	6,4	6,6	7,1	6,3	4,4	3,2	2,3	2,7
Casa Albergo	9,2	10,7	17,1	22,0	28,2	29,4	31,6	27,9	19,4	14,1	10,3	8,2
Edificio 118	1,2	1,4	2,2	2,8	3,6	3,7	4,0	3,6	2,5	1,8	1,3	1,0
Edificio Scolastico	5,5	6,4	10,2	13,1	16,7	17,3	18,6	16,5	11,5	8,4	6,2	4,9
Palazzo Landro Scalisi	2,3	2,7	4,3	5,5	7,0	7,2	7,8	6,9	4,8	3,6	2,6	2,1
Museo	2,2	2,4	3,7	4,6	5,7	5,9	6,3	5,7	4,2	3,2	2,4	1,9
TOT	25,4	29,5	46,8	60,1	76,6	79,5	85,2	75,9	53,0	38,9	28,5	23,4

Tabella 16: Producibilità media mensile per ogni impianto secondo il portale PVGIS

5.4 Stima della producibilità secondo INSUN

Il software INSUN permette di individuare la località di riferimento nella quale si vuole progettare un impianto fotovoltaico, attraverso un sistema di mappatura, è possibile costruire gli edifici sui quali installare gli impianti e gli eventuali ostacoli che potrebbero costituire motivo di ombreggiamento per i moduli installati. Il database da cui vengono ottenuti i dati per poter stimare la producibilità degli impianti è Meteonorm. Una volta installati tutti i vari moduli sulle coperture, è possibile creare i campi fotovoltaici caratterizzati da stessa orientazione ed inclinazione, installare gli inverter e collegare i moduli ai vari MPPT degli inverter, in modo da gestire al meglio la producibilità dei moduli. Dopo aver inserito nel modello, i vari ingombri che possano creare ombreggiamento sui moduli, è possibile effettuare l'analisi degli ombreggiamenti per ciascuna parte dell'impianto, in modo da escludere, eventualmente alcuni moduli dalle configurazioni, oppure in modo da connettere gli eventuali MPPT in modo più efficiente.

Una volta completato il modello ed effettuata la simulazione di calcolo, è possibile esportare i dati in modo da analizzarli ed effettuare le proprie valutazioni. In questa sede i risultati estratti dal software sono stati riportati in tabella 17:

PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA SECONDO INSUN									
Edificio	Falde	numero moduli [-]	Superficie singolo modulo [m ²]	Potenza di picco singolo modulo [W]	Superficie impianto [m ²]	Potenza di picco impianto [kW]	Azimut	TILT	Produttività secondo INSUN [MWh/a]
Palazzo Comune	Falda 1 Comune	66	2	425	131	28	-69	17	74,0
	Falda 2 Comune	66	2	425	131	28	-111	17	
Campo Sportivo	Falda 1 Campo S.	38	2	425	76	16	-116	18	50,6
	Falda 2 Campo S.	8	2	425	16	3	-26	19	
	Falda 3 Campo S.	38	2	425	76	16	64	18	
	Falda 4 Campo S.	8	2	425	16	3	154	19	
Casa Albergo	Falda 1 Casa Albergo	96	2	425	191	41	-161	16	226,9
	Falda 2 Casa Albergo	17	2	425	34	7	-71	16	
	Falda 3 Casa Albergo	96	2	425	191	41	19	16	
	Falda 4 Casa Albergo	17	2	425	34	7	109	16	
	Falda 5 Casa Albergo	13	2	425	26	6	-160	17	
	Falda 6 Casa Albergo	77	2	425	153	33	-70	17	
	Falda 7 Casa Albergo	13	2	425	26	6	20	17	
	Falda 8 Casa Albergo	77	2	425	153	33	110	17	
Edificio 118	Falda 1 Edificio 118	13	2	425	26	6	180	16	29,0
	Falda 2 Edificio 118	13	2	425	26	6	-90	17	
	Falda 3 Edificio 118	13	2	425	26	6	0	17	
	Falda 4 Edificio 118	13	2	425	26	6	90	17	
Edificio Scolastico	Falda 1 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	-31	14	140,1
	Falda 2 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	59	14	
	Falda 3 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	149	14	
	Falda 4 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	-121	14	
Palazzo Landro Scalisi	Falda 1 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	-56	19	58,0
	Falda 2 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	115	19	
	Falda 3 Palazzo La. Sc.	8	2	425	16	3	-155	19	
Museo	Falda 1 Museo	84	2	425	167	36	-71	18	48,8
TOTALE ANNUO									627

Tabella 17: Producibilità secondo il Software INSUN per ogni singola falda

PROFILO MENSILE PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA (INSUN)												
EDIFICIO	ENERGIA PRODOTTA [MWh]											
	GEN.	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Palazzo Comune	2,7	3,6	6,0	7,7	9,5	9,4	9,9	8,8	6,5	4,8	2,9	2,3
Campo Sportivo	1,8	2,5	4,1	5,3	6,5	6,5	6,8	6,0	4,5	3,2	2,0	1,5
Casa Albergo	8,1	11,1	18,4	23,6	29,0	28,9	30,3	27,1	20,0	14,5	8,9	7,0
Edificio 118	1,0	1,4	2,4	3,0	3,7	3,7	3,9	3,5	2,6	1,9	1,1	0,9
Edificio Scolastico	5,0	6,8	11,4	14,6	17,9	17,9	18,7	16,7	12,3	8,9	5,5	4,3
Palazzo Landro Scalisi	2,0	2,8	4,7	6,1	7,5	7,5	7,8	7,0	5,1	3,7	2,2	1,7
Museo	1,9	2,5	4,0	5,1	6,1	6,1	6,4	5,7	4,3	3,2	2,0	1,7
TOT	22,6	30,6	51,0	65,3	80,2	79,9	83,7	74,7	55,3	40,2	24,7	19,4

Tabella 18: Producibilità media mensile per ogni impianto secondo il Software INSUN

5.5 Stima della producibilità alla base del progetto

La stima della producibilità che è stata utilizzata alla base del progetto, è stata calcolata come media aritmetica tra le tre stime sopracitate.

PRODUCIBILITA' MEDIA COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA									
Edificio	Falde	numero moduli [-]	Superficie singolo modulo [m ²]	Potenza di picco singolo modulo [W]	Superficie impianto [m ²]	Potenza di picco impianto [kW]	Azimut	TILT	Producibilità MEDIA [MWh/a]
Palazzo Comune	Falda 1 Comune	66	2	425	131	28	-69	17	74,8
	Falda 2 Comune	66	2	425	131	28	111	17	
Campo Sportivo	Falda 1 Campo S.	38	2	425	76	16	-116	18	53,0
	Falda 2 Campo S.	8	2	425	16	3	-26	19	
	Falda 3 Campo S.	38	2	425	76	16	64	18	
	Falda 4 Campo S.	8	2	425	16	3	154	19	
Casa Albergo	Falda 1 Casa Albergo	96	2	425	191	41	-161	16	233,8
	Falda 2 Casa Albergo	17	2	425	34	7	-71	16	
	Falda 3 Casa Albergo	96	2	425	191	41	19	16	
	Falda 4 Casa Albergo	17	2	425	34	7	109	16	
	Falda 5 Casa Albergo	13	2	425	26	6	-160	17	
	Falda 6 Casa Albergo	77	2	425	153	33	-70	17	
	Falda 7 Casa Albergo	13	2	425	26	6	20	17	
	Falda 8 Casa Albergo	77	2	425	153	33	110	17	
Edificio 118	Falda 1 Edificio 118	13	2	425	26	6	180	16	29,0
	Falda 2 Edificio 118	13	2	425	26	6	-90	17	
	Falda 3 Edificio 118	13	2	425	26	6	0	17	
	Falda 4 Edificio 118	13	2	425	26	6	90	17	
Edificio Scolastico	Falda 1 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	-31	14	143,6
	Falda 2 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	59	14	
	Falda 3 Edificio Scol.	102	2	425	203	43	149	14	
	Falda 4 Edificio Scol.	22	2	425	44	9	-121	14	
Palazzo Landro Scalisi	Falda 1 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	-56	19	59,7
	Falda 2 Palazzo La. Sc.	49	2	425	98	21	115	19	
	Falda 3 Palazzo La. Sc.	8	2	425	16	3	-155	19	
Museo	Falda 1 Museo	84	2	425	167	36	-71	18	48,9
TOTALE ANNUO									643

Tabella 19: Stima producibilità media su ogni singola falda calcolata come media tra le tre modalità di calcolo

PROFILO MENSILE PRODUCIBILITA' COMUNITA' ENERGETICA FLORESTA (MEDIA)												
EDIFICIO	ENERGIA PRODOTTA [MWh]											
	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Palazzo Comune	2,8	3,6	5,8	7,4	9,3	9,6	10,0	9,1	6,6	4,8	3,2	2,5
Campo Sportivo	2,0	2,5	4,1	5,2	6,5	6,8	7,1	6,4	4,6	3,3	2,2	2,0
Casa Albergo	8,8	11,3	18,0	23,2	29,0	30,2	31,7	28,4	20,6	14,8	10,0	7,8
Edificio 118	1,1	1,4	2,2	2,9	3,6	3,7	3,9	3,5	2,6	1,8	1,2	1,0
Edificio Scolastico	5,4	6,9	11,1	14,2	17,8	18,5	19,4	17,4	12,7	9,1	6,1	4,8
Palazzo Landr.Scal.	2,2	2,9	4,6	5,9	7,4	7,7	8,1	7,2	5,3	3,8	2,5	2,0
Museo	2,0	2,4	3,8	4,8	5,9	6,2	6,5	5,8	4,3	3,2	2,2	1,7
TOT	24,4	31,1	49,7	63,8	79,7	82,7	86,8	77,8	56,7	40,9	27,5	21,9

Tabella 20: Stima media producibilità degli impianti fotovoltaici per ogni singolo impianto

Capitolo 6

Matching tra produzione e consumo e dimensionamento dei sistemi di accumulo

Per poter effettuare delle valutazioni oggettive sulle reali performance degli impianti fotovoltaici installati all'interno della comunità energetica, è necessario analizzare in maniera accurata la produzione di energia elettrica ed il fabbisogno della stessa da parte delle varie utenze su scala giornaliera. In particolare, bisogna analizzare la quantità di energia prodotta e che viene autoconsumata istantaneamente da parte delle utenze, così da poter stimare quanta energia verrà immessa in rete e ceduta al GSE tramite il ritiro dedicato, quanta energia sarà possibile immagazzinare nelle ore diurne per poterla riutilizzare quando gli impianti non producono, ovvero durante le ore notturne, e quanta energia verrà acquistata dalla rete. Poiché gli impianti fotovoltaici producono energia elettrica soltanto nelle ore diurne, a tal fine, risulta funzionale suddividere anche i consumi di energia elettrica secondo due fasce orarie, ovvero diurna e notturna.

Una volta suddivisi i consumi elettrici nelle due fasce sopracitate, si può ottenere, in base ai dati reperiti dalle fatture energetiche delle varie utenze, il consumo diurno totale mensile, dividendo quindi il consumo mensile giornaliero per il numero di giorni di ogni mese, si ottiene una stima di quanta energia viene consumata giornalmente, in orario diurno da ciascuna utenza, oppure dall'intera comunità.

Dopo aver ottenuto la quantità di energia che viene consumata giornalmente, in orario diurno, da ciascuna utenza, è necessario capire se questa energia viene consumata in maniera uniforme nel tempo oppure no, in altre parole, è opportuno valutare la potenza media con la quale l'energia elettrica viene assorbita dalla rete da ciascun punto di prelievo. A tal proposito, è possibile reperire, all'interno delle fatture di energia elettrica, la massima potenza di assorbimento registrata per ogni mese da ciascun punto di prelievo; con molta probabilità, tali valori sono abbondantemente superiori rispetto alla potenza media di assorbimento, ma risultano fondamentali per poter capire se, anche nelle peggiori delle ipotesi, l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici può essere consumata istantaneamente da parte delle utenze o meno; nel caso in esame, risulta installata una potenza di picco pari a 476 kW di produzione fotovoltaica, mentre la somma delle potenze massime assorbite da tutti i punti di prelievo risulta essere pari a 198 kW, per cui è ragionevole pensare che sia possibile utilizzare tutta l'energia prodotta istante per istante, nell'Allegato D è presente il calcolo di verifica che evidenzia quanto detto.

6.1 Suddivisione dei consumi in fasce diurna e notturna

I dati ottenuti dalle fatture dell'energia elettrica delle varie utenze comunali vedono i consumi suddivisi in tre fasce orarie: F1, F2 ed F3, le quali compongono ciascuna settimana come riportato in figura 82.

	Ora																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
L	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
M	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
M	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
G	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
V	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F1	F2	F2	F2	F2	F3										
S	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F2	F3															
D	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3	F3

Per poter suddividere i consumi in modo corretto, rispetto ad una fascia diurna ed una notturna, bisogna effettuare una stima dell'orario in cui sorge e tramonta il sole in ciascun giorno dell'anno, dopo di che, si possono considerare i consumi relativi alla fascia diurna di ciascun giorno attraverso la seguente relazione:

Figura 82: suddivisione di una settimana in fasce orarie

$$E_d = E_{F1} \cdot k_{F1} + E_{F2} \cdot k_{F2} + E_{F3} \cdot k_{F3}$$

Dove:

- E_d : Energia elettrica consumata in fascia diurna;
- E_{F1} : Energia elettrica consumata in fascia F1;
- E_{F2} : Energia elettrica consumata in fascia F2;
- E_{F3} : Energia elettrica consumata in fascia F3;
- k_{F1} : Percentuale della fascia F1 che ricade in fascia diurna;
- k_{F2} : Percentuale della fascia F2 che ricade in fascia diurna;
- k_{F3} : Percentuale della fascia F3 che ricade in fascia diurna;

A tal proposito, sono stati presi in considerazione alcuni dati reperiti da una stazione meteorologica, nei quali, per il comune di Floresta (ME), sono indicate le ore di alba e tramonto di ciascun giorno dell'anno, tali dati sono stati organizzati in forma tabulare (figura 83), ed è stato dunque possibile calcolare le ore luce di ogni singolo giorno.

6 - Matching tra produzione e consumo e dimensionamento dei sistemi di accumulo

ORARI DI ALBA E TRAMONTO FLORESTA 2022																																				
	GENNAIO			FEBBRAIO			MARZO			APRILE			MAGGIO			GIUGNO			LUGLIO			AGOSTO			SETTEMBRE			OTTOBRE			NOVEMBRE			DICEMBRE		
	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce	alba	tram.	ore luce
1	07:16	16:49	09:33	07:06	17:20	10:34	06:32	17:52	11:20	06:45	19:22	12:37	06:04	19:50	13:46	05:39	20:16	14:37	05:41	20:26	14:45	06:02	20:10	14:08	06:28	19:32	13:04	06:54	18:46	11:52	06:24	17:03	10:39	06:55	16:41	09:46
2	07:16	16:50	09:34	07:05	17:21	10:16	06:31	17:53	11:22	06:44	19:23	12:39	06:03	19:51	13:48	05:38	20:17	14:39	05:41	20:26	14:45	06:03	20:09	14:06	06:29	19:30	13:01	06:55	18:44	11:49	06:25	17:01	10:36	06:56	16:40	09:44
3	07:16	16:51	09:35	07:04	17:22	10:18	06:29	17:54	11:25	06:42	19:24	12:42	06:02	19:52	13:50	05:38	20:17	14:39	05:41	20:26	14:45	06:04	20:08	14:04	06:30	19:29	12:59	06:56	18:42	11:46	06:26	17:00	10:34	06:57	16:40	09:43
4	07:16	16:52	09:36	07:04	17:23	10:19	06:28	17:55	11:27	06:41	19:25	12:44	06:00	19:52	13:52	05:38	20:18	14:40	05:42	20:26	14:44	06:05	20:07	14:02	06:31	19:27	12:56	06:57	18:41	11:44	06:27	16:59	10:32	06:58	16:40	09:42
5	07:16	16:53	09:37	07:03	17:24	10:21	06:26	17:56	11:30	06:39	19:26	12:47	05:59	19:53	13:54	05:38	20:19	14:41	05:43	20:26	14:43	06:06	20:06	14:00	06:32	19:26	12:54	06:58	18:39	11:41	06:28	16:58	10:30	06:59	16:40	09:41
6	07:16	16:54	09:38	07:02	17:25	10:23	06:25	17:57	11:32	06:38	19:26	12:48	05:58	19:54	13:56	05:37	20:19	14:42	05:43	20:26	14:43	06:07	20:05	13:58	06:33	19:24	12:51	06:58	18:38	11:40	06:29	16:57	10:28	07:00	16:40	09:40
7	07:16	16:54	09:38	07:01	17:26	10:25	06:23	17:58	11:35	06:36	19:27	12:51	05:57	19:55	13:58	05:37	20:20	14:43	05:44	20:25	14:41	06:07	20:04	13:57	06:33	19:23	12:50	06:59	18:36	11:37	06:30	16:56	10:26	07:01	16:40	09:39
8	07:16	16:55	09:39	07:00	17:27	10:27	06:22	17:59	11:37	06:35	19:28	12:53	05:56	19:56	14:00	05:37	20:20	14:43	05:44	20:25	14:41	06:08	20:02	13:54	06:34	19:21	12:47	07:00	18:35	11:35	06:31	16:55	10:24	07:02	16:40	09:38
9	07:16	16:56	09:40	06:59	17:29	10:30	06:20	18:00	11:40	06:33	19:29	12:56	05:55	19:57	14:02	05:37	20:21	14:44	05:45	20:25	14:40	06:09	20:01	13:52	06:35	19:20	12:45	07:01	18:33	11:32	06:32	16:54	10:22	07:03	16:40	09:37
10	07:16	16:57	09:41	06:58	17:30	10:32	06:19	18:01	11:42	06:32	19:30	12:58	05:54	19:58	14:04	05:37	20:21	14:44	05:45	20:24	14:39	06:10	20:00	13:50	06:36	19:18	12:42	07:02	18:32	11:30	06:33	16:53	10:20	07:04	16:40	09:36
11	07:16	16:58	09:42	06:57	17:31	10:34	06:17	18:02	11:45	06:31	19:31	13:00	05:53	19:59	14:06	05:36	20:22	14:46	05:46	20:24	14:38	06:11	19:59	13:48	06:37	19:17	12:40	07:03	18:30	11:27	06:35	16:52	10:17	07:04	16:40	09:36
12	07:16	16:59	09:43	06:56	17:32	10:36	06:16	18:03	11:47	06:29	19:32	13:03	05:52	20:00	14:08	05:36	20:22	14:46	05:47	20:24	14:37	06:12	19:58	13:46	06:38	19:15	12:37	07:04	18:29	11:25	06:36	16:52	10:16	07:05	16:40	09:35
13	07:15	17:00	09:45	06:55	17:33	10:38	06:14	18:04	11:50	06:28	19:33	13:05	05:51	20:01	14:10	05:36	20:23	14:47	05:47	20:23	14:36	06:13	19:57	13:44	06:38	19:14	12:36	07:05	18:27	11:22	06:37	16:51	10:14	07:06	16:40	09:34
14	07:15	17:01	09:46	06:54	17:34	10:40	06:13	18:05	11:52	06:26	19:34	13:08	05:50	20:02	14:12	05:36	20:23	14:47	05:48	20:23	14:35	06:14	19:55	13:41	06:39	19:12	12:33	07:06	18:26	11:20	06:38	16:50	10:12	07:07	16:40	09:33
15	07:15	17:02	09:47	06:52	17:35	10:43	06:11	18:06	11:55	06:25	19:35	13:10	05:50	20:02	14:12	05:36	20:24	14:48	05:49	20:22	14:33	06:14	19:54	13:40	06:40	19:11	12:31	07:07	18:25	11:18	06:39	16:49	10:10	07:07	16:41	09:34
16	07:15	17:03	09:48	06:51	17:36	10:45	06:10	18:07	11:57	06:23	19:36	13:13	05:49	20:03	14:14	05:36	20:24	14:48	05:50	20:22	14:32	06:15	19:53	13:38	06:41	19:09	12:28	07:08	18:23	11:15	06:40	16:48	10:08	07:08	16:41	09:33
17	07:14	17:04	09:50	06:50	17:37	10:47	06:08	18:08	12:00	06:22	19:37	13:15	05:48	20:04	14:16	05:37	20:24	14:47	05:50	20:21	14:31	06:16	19:51	13:35	06:42	19:07	12:25	07:09	18:22	11:13	06:41	16:48	10:07	07:09	16:41	09:32
18	07:14	17:05	09:51	06:49	17:38	10:49	06:07	18:09	12:02	06:21	19:38	13:17	05:47	20:05	14:18	05:37	20:25	14:48	05:51	20:21	14:30	06:17	19:50	13:33	06:43	19:06	12:23	07:10	18:20	11:10	06:42	16:47	10:05	07:09	16:41	09:32
19	07:13	17:06	09:53	06:48	17:40	10:52	06:05	18:10	12:05	06:19	19:38	13:19	05:46	20:06	14:20	05:37	20:25	14:48	05:52	20:20	14:28	06:18	19:49	13:31	06:44	19:04	12:20	07:11	18:19	11:08	06:43	16:46	10:03	07:10	16:42	09:32
20	07:13	17:07	09:54	06:46	17:41	10:55	06:04	18:11	12:07	06:18	19:39	13:21	05:46	20:07	14:21	05:37	20:25	14:48	05:52	20:19	14:27	06:19	19:48	13:29	06:44	19:03	12:19	07:12	18:18	11:06	06:44	16:46	10:02	07:11	16:42	09:31
21	07:13	17:08	09:55	06:45	17:42	10:57	06:02	18:12	12:10	06:16	19:40	13:24	05:45	20:08	14:23	05:37	20:25	14:49	05:53	20:19	14:26	06:20	19:46	13:26	06:45	19:01	12:16	07:13	18:16	11:03	06:45	16:45	10:00	07:11	16:43	09:32
22	07:12	17:09	09:57	06:44	17:43	10:59	06:01	18:13	12:12	06:15	19:41	13:26	05:44	20:08	14:24	05:37	20:26	14:49	05:54	20:18	14:24	06:20	19:45	13:25	06:46	19:00	12:14	07:14	18:15	11:01	06:46	16:44	09:58	07:12	16:43	09:31
23	07:12	17:11	09:59	06:43	17:44	11:01	05:59	18:13	12:14	06:14	19:42	13:28	05:43	20:09	14:26	05:38	20:26	14:48	05:55	20:17	14:22	06:21	19:43	13:22	06:47	18:58	12:11	07:15	18:14	10:59	06:47	16:44	09:57	07:12	16:44	09:32
24	07:11	17:12	10:01	06:41	17:45	11:04	05:58	18:14	12:16	06:13	19:43	13:30	05:43	20:10	14:27	05:38	20:26	14:48	05:56	20:17	14:21	06:22	19:42	13:20	06:48	18:56	12:08	07:16	18:12	10:56	06:48	16:43	09:55	07:13	16:44	09:31
25	07:10	17:13	10:03	06:40	17:46	11:06	05:56	18:15	12:19	06:11	19:44	13:33	05:42	20:11	14:29	05:38	20:26	14:48	05:56	20:16	14:30	06:23	19:41	13:18	06:49	18:55	12:06	07:17	18:11	10:54	06:49	16:43	09:54	07:13	16:45	09:32
26	07:10	17:14	10:04	06:39	17:47	11:08	05:55	18:16	12:21	06:10	19:45	13:35	05:42	20:12	14:30	05:39	20:26	14:47	05:57	20:15	14:18	06:24	19:39	13:15	06:50	18:53	12:03	07:18	18:10	10:52	06:50	16:42	09:52	07:14	16:45	09:31
27	07:09	17:15	10:06	06:37	17:48	11:11	06:53	19:17	12:24	06:09	19:46	13:37	05:41	20:12	14:31	05:39	20:26	14:47	05:58	20:14	14:16	06:25	19:38	13:13	06:50	18:52	12:02	07:19	18:09	10:50	06:51	16:42	09:51	07:14	16:46	09:32
28	07:08	17:16	10:08	06:36	17:49	11:13	06:52	19:18	12:26	06:07	19:47	13:40	04:41	20:13	15:32	05:39	20:26	14:47	05:59	20:13	14:14	06:26	19:36	13:10	06:51	18:50	11:59	07:20	18:07	10:47	06:52	16:42	09:50	07:14	16:46	09:32
29	07:08	17:17	10:09				06:50	19:19	12:29	06:06	19:48	13:42	05:40	20:14	14:34	05:40	20:26	14:46	06:00	20:13	14:13	06:27	19:35	13:08	06:52	18:49	11:57	07:21	18:06	10:45	06:53	16:41	09:48	07:15	16:47	09:32
30	07:07	17:18	10:11				06:48	19:20	12:32	06:05	19:49	13:44	05:40	20:15	14:35	05:40	20:26	14:46	06:01	20:12	14:11	06:27	19:33	13:06	06:53	18:47	11:54	06:22	17:05	10:43	06:54	16:41	09:47	07:15	16:48	09:33
31	07:06	17:20	10:14				06:47	19:21	12:34				05:39	20:15	14:36				06:01	20:11	14:10	06:28	19:32	13:04				06:23	17:04	10:41				07:15	16:48	09:33

Figura 83: Orari di Alba e Tramonto su Floresta per tutti i giorni dell'anno 2022

Com'è possibile notare, le ore di luce variano molto rapidamente, con una buona approssimazione, in questa sede, si è considerato che le ore diurne rimangono costanti nell'arco di un mese, per cui, si è scelto un arco temporale medio in cui si suppone che il sole sia presente e disponibile per la produzione fotovoltaica. Di seguito, in tabella 21, sono riportati tutti i risultati ottenuti mese per mese.

ore di luce giornaliera	10	11	12	14	14	14	14	14	14	12	11	10
	7:00-16:00	07:00-17:00										

6.2 Dimensionamento dei sistemi di accumulo

In generale, l'utilizzo dei sistemi di accumulo per l'energia prodotta da impianti fotovoltaici è mirato ad alimentare i carichi durante le ore notturne, accumulando l'energia prodotta in eccesso durante le ore diurne. Nel caso in esame, in Allegato C, è possibile visualizzare la relazione che intercorre tra la stima della produzione mensile di energia elettrica e la previsione dei consumi basata su una media storica dei consumi delle utenze, com'è possibile osservare, effettuando un bilancio mensile tra produzione e consumo, si evince che, l'energia prodotta durante le ore diurne, è sufficiente ad alimentare i carichi diurni e notturni dell'intera comunità energetica per quasi tutto l'anno, con l'eccezione del trimestre novembre – gennaio, il che risulta abbastanza plausibile dato che in quel trimestre, l'energia solare disponibile, si trova al minimo annuale.

In prima analisi, sembrerebbe conveniente accumulare, durante le ore diurne, tutta l'energia necessaria a soddisfare l'intera domanda della comunità energetica durante le ore notturne; in realtà, poiché i carichi notturni variano sensibilmente al variare dei mesi dell'anno, così come l'energia elettrica autoprodotta a disposizione, con questa soluzione, si rischierebbe di sovradimensionare di molto i sistemi di accumulo, che risulterebbero poco utilizzati durante i periodi di basso carico notturno e risulterebbero comunque inutili durante il trimestre in cui la produzione non riesce a coprire l'intero fabbisogno.

In questa sede, si è dunque pensato di dimensionare gli accumuli secondo i seguenti metodi:

1. dimensionare l'accumulo come, la quantità minima annuale di energia prodotta giornalmente in surplus rispetto alla copertura dei carichi diurni, ovvero, secondo la seguente relazione:

$$Acc = MIN[(E_i - Fd_i)]$$

Dove:

E_i = energia prodotta in media in una giornata tipica del mese i-esimo;

Fd_i = Fabbisogno energetico medio diurno in una giornata tipica del mese i-esimo.

2. dimensionare l'accumulo come al punto 1, ma escludendo il trimestre novembre-gennaio, poiché l'energia giornalmente disponibile per l'accumulo durante questo trimestre risulta dimezzata rispetto al minimo valore che si ha durante il resto dell'anno.

3. Dimensionare l'accumulo secondo la seguente relazione:

$$Acc = MIN(Fn_i)$$

Ovvero come il minimo valore del fabbisogno notturno giornaliero del mese i-esimo.

6.2.1 Dimensionamento degli accumuli con metodo 1

Per poter dimensionare in maniera corretta i sistemi di accumulo, è utile avere ben presente quanta energia viene prodotta mensilmente e quanta ne viene consumata. Di seguito, in tabella 22, sono riportate tutte le fasi di dimensionamento, che verranno commentate passo dopo passo.

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
TOT Energia Prodotta mensilmente [MWh]	24	31	50	64	80	83	87	78	57	41	27	22
Carico Energetico Totale [MWh]	32	22	21	19	20	23	29	29	27	33	34	32
Carico energetico Mensile Diurno [MWh]	12	9	9	9	10	11	15	15	13	15	14	11
Carico energetico Mensile Notturno [MWh]	20	14	12	10	10	11	14	14	14	18	20	21
MEDIA energia Prodotta giornalmente [kWh]	786	1110	1602	2125	2570	2758	2800	2509	1890	1319	916	705
Carico energetico medio giornaliero Diurno [kWh]	387	314	282	300	311	383	495	479	450	485	476	370
Carico energetico medio giornaliero Notturno [kWh]	649	485	393	338	321	381	436	442	458	595	660	669
Energia Autoconsumata Istantaneamente giornalmente [kWh]	387	314	282	300	311	383	495	479	450	485	476	370
Energia disponibile per accumulo giornaliero [kWh]	398	796	1320	1825	2258	2375	2305	2030	1440	834	440	335
dimensione dell'accumulo [kWh]	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335
Energia effettivamente accumulata giornalmente [kWh]	335	335	335	335	321	335	335	335	335	335	335	335
TOT Energia Condivisa Mensilmente [kWh]	21366	17229	18100	18061	18616	20539	24693	24203	22543	24382	23343	20818
Energia immessa in rete giornalmente [kWh]	63	461	985	1489	1937	2040	1970	1695	1105	499	105	0
Energia Acquistata in Rete MENSILMENTE [kWh]	10766	5117	2842	1090	996	2389	4153	4357	4679	9077	10739	11374
Energia immessa in rete mensilmente [kWh]	1956	12913	30528	44684	60050	61193	61070	52534	33139	15474	3145	0

Tabella 22: Tabella riassuntiva per i calcoli di dimensionamento dei sistemi di accumulo con metodo 1

Come prima cosa, sono stati riportati, la stima mensile della produzione di energia elettrica da parte degli impianti fotovoltaici installati, ed il carico energetico mensile da parte dell'intera comunità energetica, successivamente, il carico il carico è stato suddiviso nelle due fasce, notturno e diurno.

Una volta riportate, queste quantità, sono state divise per il numero di giorni di cui è composto ciascun mese, in modo da ottenere, approssimativamente, la stima della produzione, e del carico energetico su scala giornaliera.

A questo punto, occorre verificare se l'energia prodotta durante le ore diurne è sufficiente, mese per mese, a soddisfare, in maniera istantanea, i carichi energetici diurni, per cui, osservando le due grandezze, è facile verificare che questo obiettivo è ampiamente raggiunto in qualsiasi mese dell'anno, se si sottrae adesso, all'energia prodotta giornalmente, l'energia che viene autoconsumata durante le ore diurne, si ottiene la quantità di energia prodotta in surplus, ovvero quella che potremmo decidere se cederla in rete al GSE tramite ritiro

dedicato e/o immagazzinarla attraverso dei sistemi di accumulo per poi riutilizzarla durante le ore notturne.

Come primo scenario, andiamo ad analizzare quello in cui, la dimensione degli accumuli è stata scelta in base al criterio 1, ovvero, andando a vedere tra i vari mesi, qual è quello per cui si ha, mediamente, la minor quantità di energia disponibile per l'accumulo e/o cessione in rete. È immediato osservare che la minima quantità di energia disponibile per l'accumulo è raggiunta nel mese di dicembre, per cui la dimensione dell'accumulo risulta essere pari a 335 kWh.

L'energia effettivamente accumulata è stata calcolata come il minimo tra l'energia disponibile per l'accumulo ogni mese, il carico totale notturno e la dimensione dell'accumulo stesso, in modo tale da non accumulare più energia di quella che effettivamente verrà utilizzata durante le ore notturne. In questo caso, si può osservare che i sistemi di accumulo risultano carichi ogni giorno di ogni mese, ad esclusione del mese di maggio, dove l'entità dei consumi notturni è pari a 321 kWh, per cui durante i giorni di maggio, gli accumuli non verranno ricaricati al 100% anche se l'energia in surplus risulta essere di molto superiore alla dimensione degli accumuli.

L'energia totale condivisa, è pari alla somma tra l'energia autoconsumata in orario diurno più quella immagazzinata nei sistemi di accumulo al netto delle perdite del 10%, ed è stata calcolata poiché di fondamentale importanza nel calcolo del contributo economico erogato dal GSE sotto forma di incentivi.

L'energia che non viene autoconsumata, né immagazzinata viene immessa in rete e venduta al GSE tramite ritiro dedicato, anche questa quantità gioca un ruolo importante nel bilancio economico.

In fine, la rimanente quota di fabbisogno energetico notturno che non può essere coperto, viene soddisfatto acquistando in rete l'energia elettrica necessaria, da notare che, come conseguenza della logica di dimensionamento degli accumuli, durante il mese di dicembre la dimensione dell'accumulo è tale che, teoricamente, non si dovrebbe acquistare energia elettrica dalla rete.

6.2.2 Dimensionamento degli accumuli con metodo 2

Anche per il dimensionamento con metodo 2 è stata compilata la tabella 23, nella quale sono riportate tutte le fasi di dimensionamento, che verranno commentate passo dopo passo.

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
TOT Energia Prodotta mensilmente [MWh]	24	31	50	64	80	83	87	78	57	41	27	22
Carico Energetico Totale [MWh]	32	22	21	19	20	23	29	29	27	33	34	32
Carico energetico Mensile Diurno [MWh]	12	9	9	9	10	11	15	15	13	15	14	11
Carico energetico Mensile Notturno [MWh]	20	14	12	10	10	11	14	14	14	18	20	21
MEDIA energia Prodotta giornalmente [kWh]	786	1110	1602	2125	2570	2758	2800	2509	1890	1319	916	705
Carico energetico medio giornaliero Diurno [kWh]	387	314	282	300	311	383	495	479	450	485	476	370
Carico energetico medio giornaliero Notturno [kWh]	649	485	393	338	321	381	436	442	458	595	660	669
Energia Autoconsumata Istantaneamente giornalmente [kWh]	387	314	282	300	311	383	495	479	450	485	476	370
Energia disponibile per accumulo giornaliero [kWh]	398	796	1320	1825	2258	2375	2305	2030	1440	834	440	335
Dimensione dell'accumulo [kWh]	796	796	796	796	796	796	796	796	796	796	796	796
Energia effettivamente accumulata giornalmente [kWh]	398	485	393	338	321	381	436	442	458	595	440	335
TOT Energia Condivisa Mensilmente [kWh]	23126	20990	19722	18137	18616	21784	27495	27190	25849	31616	26174	20818
Energia immessa in rete giornalmente [kWh]	0	312	927	1487	1937	1994	1870	1588	982	240	0	0
Energia Acquistata in Rete MENSILMENTE [kWh]	9006	1357	1220	1014	996	1144	1351	1371	1373	1843	7908	11374
Energia immessa in rete mensilmente [kWh]	0	8735	28725	44600	60050	59809	57957	49216	29466	7436	0	0

Tabella 23: Tabella riassuntiva per i calcoli di dimensionamento dei sistemi di accumulo con metodo 2

Anche in questo caso, come prima cosa, sono stati riportati, la stima mensile della produzione di energia elettrica da parte degli impianti fotovoltaici installati, ed il carico energetico mensile da parte dell'intera comunità energetica, successivamente, il carico il carico è stato suddiviso nelle due fasce, notturno e diurno.

Una volta riportate, queste quantità, sono state divise per il numero di giorni di cui è composto ciascun mese, in modo da ottenere, approssimativamente, la stima della produzione, e del carico energetico su scala giornaliera.

A questo punto, occorre verificare se l'energia prodotta durante le ore diurne è sufficiente, mese per mese, a soddisfare, in maniera istantanea, i carichi energetici diurni, per cui, osservando le due grandezze, è facile verificare che questo obiettivo è ampiamente raggiunto in qualsiasi mese dell'anno, se si sottrae adesso, all'energia prodotta giornalmente, l'energia che viene autoconsumata durante le ore diurne, si ottiene la quantità di energia

prodotta in surplus, ovvero quella che potremmo decidere se cederla in rete al GSE tramite ritiro dedicato e/o immagazzinarla attraverso dei sistemi di accumulo per poi riutilizzarla durante le ore notturne.

Come secondo scenario, andiamo ad analizzare quello in cui, la dimensione degli accumuli è stata scelta con il criterio 2, ovvero, andando a vedere tra i vari mesi, qual è quello per cui si ha, mediamente, la minor quantità di energia disponibile per l'accumulo e/o cessione in rete, ma escludendo il trimestre novembre-gennaio. È immediato osservare che la minima quantità di energia disponibile per l'accumulo è raggiunta nel mese di febbraio, per cui la dimensione dell'accumulo risulta essere pari a 796 kWh.

L'energia effettivamente accumulata è stata calcolata come il minimo tra l'energia disponibile per l'accumulo ogni mese, il carico totale notturno e la dimensione dell'accumulo stesso, in modo tale da non accumulare più energia di quella che effettivamente verrà utilizzata durante le ore notturne. In questo caso, si può osservare che i sistemi di accumulo non risultano mai carichi al 100%, ciò fa pensare che, probabilmente, questo metodo risulta poco conveniente ma per una corretta valutazione, si rimanda al capitolo sull'analisi tecnico-economica.

L'energia totale condivisa, è pari alla somma tra l'energia autoconsumata in orario diurno più quella immagazzinata nei sistemi di accumulo al netto delle perdite del 10%, ed è stata calcolata poiché di fondamentale importanza nel calcolo del contributo economico erogato dal GSE sotto forma di incentivi.

L'energia che non viene autoconsumata, né immagazzinata viene immessa in rete e venduta al GSE tramite ritiro dedicato, anche questa quantità gioca un ruolo importante nel bilancio economico.

In fine, la rimanente quota di fabbisogno energetico notturno che non può essere coperto, viene soddisfatto acquistando in rete l'energia elettrica necessaria, da notare che, come conseguenza della logica di dimensionamento degli accumuli, durante il mese di dicembre la dimensione dell'accumulo è tale che, teoricamente, non si dovrebbe acquistare energia elettrica dalla rete.

6.2.3 Dimensionamento degli accumuli con metodo 3

Anche per il dimensionamento con metodo 3 è stata compilata la tabella 24, nella quale sono riportate tutte le fasi di dimensionamento, che verranno commentate passo dopo passo.

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
TOT Energia Prodotta mensilmente [MWh]	24	31	50	64	80	83	87	78	57	41	27	22
Carico Energetico Totale [MWh]	32	22	21	19	20	23	29	29	27	33	34	32
Carico energetico Mensile Diurno [MWh]	12	9	9	9	10	11	15	15	13	15	14	11
Carico energetico Mensile Notturno [MWh]	20	14	12	10	10	11	14	14	14	18	20	21
MEDIA energia Prodotta giornalmente [kWh]	786	1110	1602	2125	2570	2758	2800	2509	1890	1319	916	705
Carico energetico medio giornaliero Diurno [kWh]	387	314	282	300	311	383	495	479	450	485	476	370
Carico energetico medio giornaliero Notturno [kWh]	649	485	393	338	321	381	436	442	458	595	660	669
Energia Autoconsumata Istantaneamente giornalmente [kWh]	387	314	282	300	311	383	495	479	450	485	476	370
Energia disponibile per accumulo giornaliero [kWh]	398	796	1320	1825	2258	2375	2305	2030	1440	834	440	335
dimensione dell'accumulo [kWh]	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
Energia effettivamente accumulata giornalmente [kWh]	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321	321
TOT Energia Condivisa Mensilmente [kWh]	20972	16873	17705	17679	18616	20157	24298	23809	22161	23988	22961	20423
Energia immessa in rete giornalmente [kWh]	77	475	999	1504	1937	2054	1984	1709	1119	513	119	14
Energia Acquistata in Rete MENSILMENTE [kWh]	11161	5474	3236	1472	996	2771	4547	4752	5061	9472	11121	11768
Energia immessa in rete mensilmente [kWh]	2394	13309	30966	45108	60050	61617	61508	52973	33563	15913	3570	438

Tabella 24: Tabella riassuntiva per i calcoli di dimensionamento dei sistemi di accumulo con metodo 3

Anche in questo caso, come prima cosa, sono stati riportati, la stima mensile della produzione di energia elettrica da parte degli impianti fotovoltaici installati, ed il carico energetico mensile da parte dell'intera comunità energetica, successivamente, il carico il carico è stato suddiviso nelle due fasce, notturno e diurno.

Una volta riportate, queste quantità, sono state divise per il numero di giorni di cui è composto ciascun mese, in modo da ottenere, approssimativamente, la stima della produzione, e del carico energetico su scala giornaliera.

A questo punto, occorre verificare se l'energia prodotta durante le ore diurne è sufficiente, mese per mese, a soddisfare, in maniera istantanea, i carichi energetici diurni, per cui, osservando le due grandezze, è facile verificare che questo obiettivo è ampiamente raggiunto in qualsiasi mese dell'anno, se si sottrae adesso, all'energia prodotta giornalmente, l'energia che viene autoconsumata durante le ore diurne, si ottiene la quantità di energia prodotta in surplus, ovvero quella che potremmo decidere se cederla in rete al GSE tramite ritiro dedicato e/o immagazzinarla attraverso dei sistemi di accumulo per poi riutilizzarla durante le ore notturne.

Come terzo scenario, andiamo ad analizzare quello in cui, la dimensione degli accumuli è stata scelta con il criterio 3, ovvero, come il minimo valore del fabbisogno notturno giornaliero.

È immediato osservare che il minimo valore del fabbisogno notturno giornaliero si verifica nel mese di maggio, per cui la dimensione dell'accumulo risulta essere pari a 321 kWh.

L'energia effettivamente accumulata è stata calcolata come il minimo tra l'energia disponibile per l'accumulo ogni mese, il carico totale notturno e la dimensione dell'accumulo stesso, in modo tale da non accumulare più energia di quella che effettivamente verrà utilizzata durante le ore notturne. In questo caso, si può osservare che i sistemi di accumulo risultano carichi ogni giorno di ogni mese.

L'energia totale condivisa, è pari alla somma tra l'energia autoconsumata in orario diurno più quella immagazzinata nei sistemi di accumulo al netto delle perdite del 10%, ed è stata calcolata poiché di fondamentale importanza nel calcolo del contributo economico erogato dal GSE sotto forma di incentivi.

L'energia che non viene autoconsumata, né immagazzinata viene immessa in rete e venduta al GSE tramite ritiro dedicato, anche questa quantità gioca un ruolo importante nel bilancio economico.

In fine, la rimanente quota di fabbisogno energetico notturno che non può essere coperto, viene soddisfatto acquistando in rete l'energia elettrica necessaria, da notare che, come conseguenza della logica di dimensionamento degli accumuli, durante il mese di dicembre la dimensione dell'accumulo è tale che, teoricamente, non si dovrebbe acquistare energia elettrica dalla rete.

Capitolo 7

Analisi tecnico - economica

In questo capitolo verrà effettuata un'analisi economica che riguarda una stima dei costi e dei ricavi relativi alla costruzione degli impianti di produzione ed ai sistemi di accumulo. In particolare, verranno stimati i costi relativi all'acquisto, installazione e manutenzione degli impianti, il costo dei sistemi di accumulo ed i ricavi provenienti dal sistema di incentivazione erogato dal GSE, nonché il risparmio economico derivante dalla riduzione della quota di energia elettrica prelevata dalla rete.

Verranno analizzate le 3 configurazioni impiantistiche descritte nel capitolo 6, in più, verrà valutata, dal punto di vista economico, anche la configurazione impiantistica priva di sistemi di accumulo, calcolando il Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (SPB) ed il Valore Attuale Netto (VAN).

7.1 calcolo dei contributi economici erogati dal GSE

All'interno delle regole tecniche del GSE, al capitolo 6 "criteri puntuali di calcolo e modalità di misura" paragrafo 6.1 "Criteri di calcolo dei contributi economici riconosciuti", sono illustrate le modalità di calcolo dei contributi economici spettanti secondo le seguenti tipologie:

1. valorizzazione dell'energia elettrica condivisa, mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera;
2. incentivazione dell'energia elettrica condivisa ai sensi del Decreto;
3. ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da parte del GSE, ove richiesto.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa relativa agli algoritmi di calcolo (definiti dall'articolo 7 dell'Allegato A alla Delibera) applicati in base alla tipologia di configurazione e alla tipologia di contributo.

COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE	
Restituzione componenti tariffarie (C_{CE})	$C_{CE} = CU_{Af,m} * E_{AC}$
Incentivazione dell'energia condivisa (I_{CE})	$I_{CE} = TP_{CE} * E_{AC}$
Ritiro dell'energia (R_{CE})	$R_{CE} = P_R * E_{immessa}$

Tabella 25: Algoritmi di calcolo degli incentivi

Di seguito si riportano nel dettaglio i singoli elementi che compongono gli algoritmi di cui sopra.

7.1.1 Energia elettrica condivisa

L'energia elettrica condivisa (E_{AC}) è pari al minimo, calcolato su base oraria, tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori o di una comunità di energia rinnovabile. [5]

7.1.2 Corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile ($CU_{Af,m}$)

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile, 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 ($TRAS_E$) 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 ($BTAU$) vigenti nel mese mesimo. [5]

$$CU_{Af,m} = Tras_e + MAX (BTAU_m)$$

La componente $TRAS_E$ in questo caso vale 0,778 c€/kWh, mentre la componente $BTAU$ vale 0,059 c€/kWh.

2020-2023

Tipologie contrattuali	TRAS _P			TRAS _E		
	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022
	centesimi di euro/kW per anno			centesimi di euro/kWh		
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,761	0,794	0,778
Utenze in bassa tensione per alimentazione esclusiva dei punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico	-	-	-	0,761	0,794	0,778
Altre utenze in bassa tensione	-	-	-	0,761	0,794	0,778
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	0,709	0,741	0,726
Altre utenze in media tensione	-	-	-	0,709	0,741	0,726
Utenze in alta tensione	2.088,46	2.173,09	2.233,30	0,069	0,073	0,071
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	2.088,46	2.173,09	2.233,30	0,069	0,072	0,071
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	2.088,46	2.173,09	2.233,30	0,069	0,072	0,070

Tabella 26: Riepilogo componenti tariffarie per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		Quota fissa			Quota potenza			Quota energia			CODICE TARIFFA
		centesimi di euro/punto di prelievo/anno			centesimi di euro/kW per anno			centesimi di euro/kWh			
		Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	Anno 2020	Anno 2021	Anno 2022	
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	1,244	1,262	1,203	BTIP
lettera c)	Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	-	-	-	-	-	-	4,969	5,040	4,805	BTVE
lettera d)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW										
	- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW	462,70	470,45	448,18	2.925,01	2.966,32	2.828,32	0,061	0,062	0,059	BTA1
	- per potenze impegnate superiori a 1,5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	462,70	470,45	448,18	2.770,25	2.809,37	2.678,67	0,061	0,062	0,059	BTA2
	- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	462,70	470,45	448,18	3.079,77	3.123,27	2.977,97	0,061	0,062	0,059	BTA3
	- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	508,97	517,49	493,00	3.079,77	3.123,27	2.977,97	0,061	0,062	0,059	BTA4
	- per potenze impegnate superiori a 10 kW	508,97	517,49	493,00	3.079,77	3.123,27	2.977,97	0,061	0,062	0,059	BTA5
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	462,70	470,45	448,18	2.925,01	2.966,32	2.828,32	0,059	0,060	0,057	BTA6

Tabella 27: Riepilogo componenti in bolletta per le utenze in bassa tensione

7.1.3 Tariffa premio (TP) ai sensi del Decreto

L'energia elettrica condivisa (E_{AC}) ha diritto, per un periodo di 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale di ciascuno degli impianti la cui energia elettrica rileva per la configurazione, a una tariffa premio pari a:

- (TP_{CE}) - 110 €/MWh nel caso l'energia dell'impianto di produzione rilevi per una configurazione di comunità di energia rinnovabile.

Resta fermo il diritto al corrispettivo previsto dalla Delibera per tutta la potenza dell'impianto di produzione e la facoltà di cedere l'energia elettrica immessa dall'impianto al GSE. [5]

7.1.4 Prezzo Riconosciuto (PR)

Il Prezzo Riconosciuto (PR) 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. [5]

Come riportato sul sito del GSE, nella sezione sul Ritiro Dedicato, il prezzo riconosciuto ai produttori dipende dalla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso.

Se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW;
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW;
- idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW.

il produttore può richiedere l'applicazione dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) che, stabiliti annualmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, si differenziano per fonte e per scaglione di energia.

In tutti gli altri casi, ovvero se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW (esclusi i casi di cui sopra);
- a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW.

il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario (PO), ovvero il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto. Per gli impianti per i quali si applicano i PMG è previsto il riconoscimento di un conguaglio annuale, se positivo, con l'applicazione dei PO; in questo modo i produttori vengono comunque remunerati con il prezzo più vantaggioso. [10]

Nel caso in esame, l'intero campo fotovoltaico ricade nell'ultima categoria, per cui, il prezzo al quale viene remunerata l'energia elettrica immessa in rete, sarà pari al Prezzo Zonale Orario per la zona Sicilia.

7.2 Stima del Prezzo Zonale Orario

Come si è visto al paragrafo 7.1.4, l'energia elettrica immessa in rete e ceduta al GSE tramite ritiro dedicato, viene remunerata la prezzo zonale orario, questo valore corrisponde al prezzo che si forma sul mercato dell'energia elettrica che varia all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto.

Sul sito ufficiale del Gestore dei Mercati Energetici (GME) sono disponibili i dati storici del prezzo zonale orario di ciascun punto di mercato, i quali possono essere consultati liberamente. Poiché nel corso degli ultimi mesi il prezzo zonale orario della zona Sicilia è passato da una media di circa 50 €/MWh a circa 200 €/MWh, per questo motivo, prevedere il prezzo zonale orario per gli anni futuri risulta particolarmente difficoltoso.

Per cercare di ottenere una stima quanto più imparziale possibile, si è dunque deciso di effettuare una media a partire dai prezzi registrati dal 2019 fino a gennaio 2022 (dove si sono registrati dei picchi anche superiori ai 300 €/MWh). Un altro problema che si sovrappone all'attuale crisi energetica, nel determinare la stima del Prezzo Zonale Orario, è dovuto alla pandemia da COVID-19 attualmente in corso, in particolare, a causa del repentino cambiamento delle abitudini, e ai periodi di lockdown, si è registrato nel 2020 un anomalo abbassamento dei prezzi dell'energia elettrica, a tal proposito, dunque, il prezzo zonale orario è stato calcolato seguendo i seguenti criteri:

1. i prezzi del 2020 sono stati modificati e calcolati come media tra i medesimi del 2019 e quelli del 2021;
2. la media dei prezzi è stata calcolata considerando per ogni giorno e per ogni mese, le stesse ore in cui si è stimato esserci il sole, al paragrafo 6.1 e riportato in tabella 21, poiché quelle sono le ore in cui gli impianti fotovoltaici immettono energia in rete;
3. Una volta aver calcolato la media di ogni giorno del mese di ogni mese, si è osservato che i mesi di settembre, ottobre, novembre, dicembre e gennaio sono fortemente influenzati dal rialzo dei prezzi relativo all'attuale crisi energetica, per cui, immaginando che questa crisi non finisca nel breve periodo, si è pensato di mediare il prezzo medio dei mesi di febbraio, marzo, aprile, maggio, giugno, luglio e agosto con un prezzo di 200 €/MWh. (durante mese di febbraio 2022 il prezzo medio si è aggirato sui 200 €/MWh, con dei picchi di 350 €/MWh durante il MGP (Mercato del Giorno Prima) del 24/02/2022, data in cui è avvenuta l'invasione della Russia sull'Ucraina).

In definitiva, i prezzi utilizzati in questa sede, per la remunerazione dell'energia ceduta al GSE tramite ritiro dedicato sono quelli rappresentati in tabella 28.

STIMA PREZZI MEDI MENSILI PER LA REMUNERAZIONE DELL'ENERGIA IMMESA IN RETE TRAMITE RITIRO DEDICATO											
GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	MAGGIO	GIUGNO	LUGLIO	AGOSTO	SETTEMBRE	OTTOBRE	NOVEMBRE	DICEMBRE
101	127	124	133	133	138	142	148	107	141	138	157

Tabella 28: Stima del Prezzo Zonale Orario per la zona di mercato "Sicilia"

7.3 Calcolo del VAN e del SPB gli scenari di progettazione

In questo capitolo si valuta, dal punto di vista economico, l'investimento necessario all'acquisto, la messa in opera e la manutenzione dei vari componenti impiantistici che compongono l'intera comunità energetica. In particolare, come già visto al capitolo 6, si valuteranno tre differenti scenari, in base alla differente logica di dimensionamento dei sistemi di accumulo, più un quarto che invece non prevede l'installazione di alcun sistema di accumulo.

Le variabili che entrano in gioco nel calcolo del VAN sono molteplici e verranno tutte prese in considerazione per il calcolo di ciascuna delle quattro differenti configurazioni impiantistiche e sono le seguenti:

- compenso energia elettrica immessa in rete, varia ogni mese e riportato in tabella 28;
- compenso energia elettrica autoconsumata 110 €/kWh
- costo della materia energia acquistata in rete 250 €/MWh;
- costo impianti fotovoltaici 1200 €/kW;
- costo accumuli 800 €/kWh;
- rimborso componenti in bolletta 8,37 €/MWh;
- costi per nuovi allacci e manutenzione 100.000 €

Il VAN si calcola tramite la seguente relazione:

$$VAN_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} + \frac{R_n}{(1+i)^n}$$

Dove:

- I_0 = investimento all'anno 0;
- n = durata in anni;
- C_t = flusso di cassa;
- E_t = entrate all'anno t;
- U_t = uscite all'anno t;
- i = tasso di sconto %;
- R_n = valore residuo;
- VAN_0 = Valore Attuale Netto.

7.3.1 Calcolo VAN e SPB per il dimensionamento con metodo 1

Con metodo 1, si intende il dimensionamento dei sistemi di accumulo che segue la seguente logica:

1. Dimensionamento dei sistemi di accumulo come, la quantità minima annuale di energia prodotta giornalmente in surplus rispetto alla copertura dei carichi diurni, ovvero, secondo la seguente relazione:

$$Acc = MIN[(E_i - Fd_i)]$$

Dove:

- E_i = energia prodotta in media in una giornata tipica del mese i-esimo;
- Fd_i = Fabbisogno energetico medio diurno in una giornata tipica del mese i-esimo.

Come già visto, con questo metodo, si ottiene un sistema di accumulo pari a 335 kWh, per cui si può definire il prezzo totale dei sistemi di accumulo e procedere al calcolo del VAN.

	Compenso Energia Elettrica Autoconsumata [Euro/MWh]	Compenso Energia Elettrica Immessa in Rete [Euro/MWh]	Rimborso componenti in bolletta [Euro/MWh]	Costo della materia Energia acquistata [Euro/MWh]	Costo Impianti Fotovoltaici [Euro/kW]	Costo Accumuli [Euro/kWh]
Gennaio	110	101,1	8,37	250	1200	800
Febbraio		127,5				
Marzo		123,8				
Aprile		133,2				
Maggio		132,9				
Giugno		137,8				
Luglio		142,3				
Agosto		148,3				
Settembre		107,1				
Ottobre		141,1				
Novembre		138,1				
Dicembre		157,4				
		SPESE FISSE COMUNITA' ENERGETICA [Euro]		SPESE VARIABILI [Euro/Anno]		ENTRATE VARIABILI COMUNITA' ENERGETICA EURO/ANNO
	IMPIANTO	571.200,00 €	Energia Acquistata in rete	16.895,03 €	Incentivo Autoconsumo	27.928,32 €
	ACCUMULO	268.230,25 €	TASSO DI INTERESSE	4,00%	Restituzione componenti tariffarie	2.125,09 €
	NUOVI ALLACCI	100.000,00 €			Energia immessa in rete	50.636,28 €
	TOT	939.430,25 €			Mancato Acquisto	63.473,45 €
					TOT	144.163,13 €

	Valore Attuale	Valore Attuale Netto
anno 9	946.280,57 €	6.850,32 €
anno 20	1.548.408,35 €	608.978,10 €

Tabella 29: Riepilogo Calcoli Tecnico - Economici

Nel calcolo del VAN, le spese sono state suddivise in fisse e variabili dove, le spese fisse, rappresentano l'investimento iniziale per l'acquisto dei moduli, dei sistemi di accumulo e le spese per i nuovi allacci, mentre le spese variabili sono quelle che dipendono dal quantitativo di energia immesso in rete. È possibile notare che, con questa configurazione impiantistica, il VAN diventa positivo all'anno 9, ma all'anno 10 occorre sostituire tutti i sistemi di accumulo, per cui si deve effettuare un nuovo investimento di 268.230 €, per cui, già dallo stesso anno torna ad essere negativo.

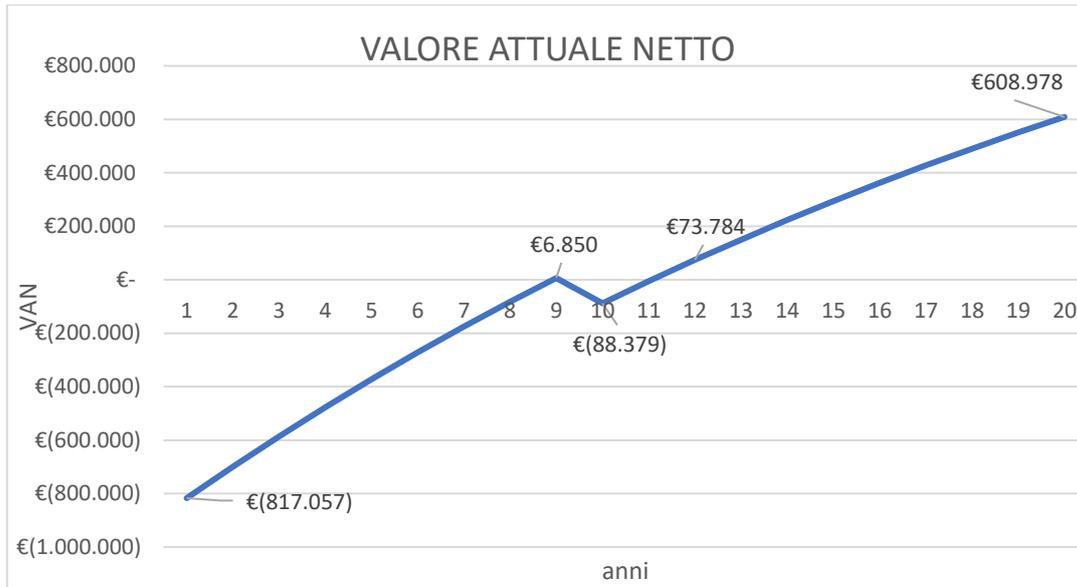


Figura 84: Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto

Il VAN, diventa positivo in maniera definitiva al dodicesimo anno, con un valore di 73.783 €, al termine del periodo di incentivazione, ovvero al ventesimo anno, raggiunge un valore di 608.978 €, per cui, considerando che l'investimento iniziale è di 939.430 €, si può concludere che l'investimento è vantaggioso e conveniente.

In fine, è stato calcolato il simple payback (SPB) chiamato anche tempo di ritorno semplice dell'investimento, tramite la seguente relazione:

$$SPB = \frac{INV_{TOT}}{ENTR_{TOT}}$$

Ovvero come rapporto tra il totale degli investimenti ed il totale delle entrate economiche dell'intero periodo che è di 20 anni, ed il risultato è riportato in tabella 30:

SPB [ANNI]
8,5

Tabella 30: Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback)

7.3.2 Calcolo VAN e SPB per il dimensionamento con metodo 2

Con metodo 2, si intende il dimensionamento dei sistemi di accumulo che segue la seguente logica:

- Dimensionamento dei sistemi di accumulo come, la quantità minima annuale di energia prodotta giornalmente in surplus rispetto alla copertura dei carichi diurni ma escludendo il semestre novembre-gennaio, ovvero, secondo la seguente relazione:

$$Acc = MIN[(E_i - Fd_i)]$$

Dove:

- E_i = energia prodotta in media in una giornata tipica del mese i-esimo;
- Fd_i = Fabbisogno energetico medio diurno in una giornata tipica del mese i-esimo.

Come già visto, con questo metodo, si ottiene un sistema di accumulo pari a 796 kWh, per cui si può definire il prezzo totale dei sistemi di accumulo e procedere al calcolo del VAN.

	Compenso Energia Elettrica Autoconsumata [Euro/MWh]	Compenso Energia Elettrica Immessa in Rete [Euro/MWh]	Rimborso componenti in bolletta [Euro/MWh]	Costo della materia Energia acquistata [Euro/MWh]	Costo Impianti Fotovoltaici [Euro/kW]	Costo Accumuli [Euro/kWh]
Gennaio	110	101,1	8,37	250	1200	800
Febbraio		127,5				
Marzo		123,8				
Aprile		133,2				
Maggio		132,9				
Giugno		137,8				
Luglio		142,3				
Agosto		148,3				
Settembre		107,1				
Ottobre		141,1				
Novembre		138,1				
Dicembre		157,4				
		SPESE Fisse COMUNITA' ENERGETICA [Euro]		SPESE VARIABILI [Euro/Anno]		ENTRATE VARIABILI COMUNITA' ENERGETICA EURO/ANNO
IMPIANTO	571.200,00 €	Energia Acquistata in rete	9.989,31 €	Incentivo Autoconsumo	30.966,83 €	
ACCUMULO	637.184,01 €	TASSO DI INTERESSE	4,00%	Restituzione componenti tariffarie	2.356,29 €	
NUOVI ALLACCI	100.000,00 €			Energia immessa in rete	46.584,16 €	
TOT	1.308.384,01 €			Mancato Acquisto	70.379,16 €	
				TOT	150.286,44 €	

	Valore Attuale	Valore Attuale Netto
anno 18	1.345.604,30 €	37.220,29 €
anno 20	1.476.225,04 €	167.841,03 €

Tabella 31: Riepilogo Calcoli Tecnico - Economici

Nel calcolo del VAN, le spese sono state suddivise in fisse e variabili dove, le spese fisse, rappresentano l'investimento iniziale per l'acquisto dei moduli, dei sistemi di accumulo e le spese per i nuovi allacci, mentre le spese variabili sono quelle che dipendono dal quantitativo di energia immesso in rete. È possibile notare che, con questa configurazione impiantistica, il VAN diventa positivo all'anno 18, all'anno 10 occorre sostituire tutti i sistemi di accumulo, per cui si deve effettuare un nuovo investimento di 637.184 €.



Figura 85: Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto

Il VAN, diventa positivo al diciottesimo anno, con un valore di 37.220 €, al termine del periodo di incentivazione, ovvero al ventesimo anno, raggiunge un valore di 167.841 €, per cui, considerando che l'investimento iniziale è di 1.308.384 €, l'investimento porta ad un guadagno pari a poco più del 10% dell'investimento iniziale, in generale non sarebbe un brutto investimento poiché a VAN positivo, ma data l'elevata variabilità dei dati in gioco, come il prezzo dell'energia elettrica, risulterebbe molto rischioso investire in una comunità energetica dimensionata con questa logica.

In fine, è stato calcolato il simple payback (SPB) chiamato anche tempo di ritorno semplice dell'investimento, tramite la seguente relazione:

$$SPB = \frac{INV_{TOT}}{ENTR_{TOT}}$$

Ovvero come rapporto tra il totale degli investimenti ed il totale delle entrate economiche dell'intero periodo che è di 20 anni, ed il risultato è riportato in tabella 32:

SPB
13,0

Tabella 32: Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback)

7.3.3 Calcolo VAN e SPB per il dimensionamento con metodo 3

Con metodo 3, si intende il dimensionamento dei sistemi di accumulo che segue la seguente logica:

- Dimensionamento dei sistemi di accumulo come il minimo valore del fabbisogno giornaliero notturno del mese i-esimo secondo la seguente relazione:

$$Acc = MIN[(Fn_i)]$$

Come già visto, con questo metodo, si ottiene un sistema di accumulo pari a 321 kWh, per cui si può definire il prezzo totale dei sistemi di accumulo e procedere al calcolo del VAN.

	Compenso Energia Elettrica Autoconsumata [Euro/MWh]	Compenso Energia Elettrica Immessa in Rete [Euro/MWh]	Rimborso componenti in bolletta [Euro/MWh]	Costo della materia Energia acquistata [Euro/MWh]	Costo Impianti Fotovoltaici [Euro/kW]	Costo Accumuli [Euro/kWh]
Gennaio	110	101,1	8,37	250	1200	800
Febbraio		127,5				
Marzo		123,8				
Aprile		133,2				
Maggio		132,9				
Giugno		137,8				
Luglio		142,3				
Agosto		148,3				
Settembre		107,1				
Ottobre		141,1				
Novembre		138,1				
Dicembre		157,4				
		SPESE FISSE COMUNITA' ENERGETICA [Euro]		SPESE VARIABILI [Euro/Anno]		ENTRATE VARIABILI COMUNITA' ENERGETICA EURO/ANNO
IMPIANTO		571.200,00 €	Energia Acquistata in rete	17.957,59 €	Incentivo Autoconsumo	27.460,79 €
ACCUMULO		256.918,84 €	TASSO DI INTERESSE	4,00%	Restituzione componenti tariffarie	2.089,52 €
NUOVI ALLACCI		100.000,00 €			Energia immessa in rete	51.262,48 €
TOT		928.118,84 €			Mancato Acquisto	62.410,88 €
					TOT	143.223,67 €

	Valore Attuale	Valore Attuale Netto
anno 9	931.394,82 €	3.275,99 €
anno 20	1.528.841,71 €	600.722,87 €

Tabella 33: Riepilogo Calcoli Tecnico – Economici

Nel calcolo del VAN, le spese sono state suddivise in fisse e variabili dove, le spese fisse, rappresentano l'investimento iniziale per l'acquisto dei moduli, dei sistemi di accumulo e le spese per i nuovi allacci, mentre le spese variabili sono quelle che dipendono dal quantitativo di energia immesso in rete. È possibile notare che, con questa configurazione impiantistica, il VAN diventa positivo all'anno 9, ma all'anno 10 occorre sostituire tutti i sistemi di accumulo, per cui si deve effettuare un nuovo investimento di 256.919 €, già dallo stesso anno torna ad essere negativo.

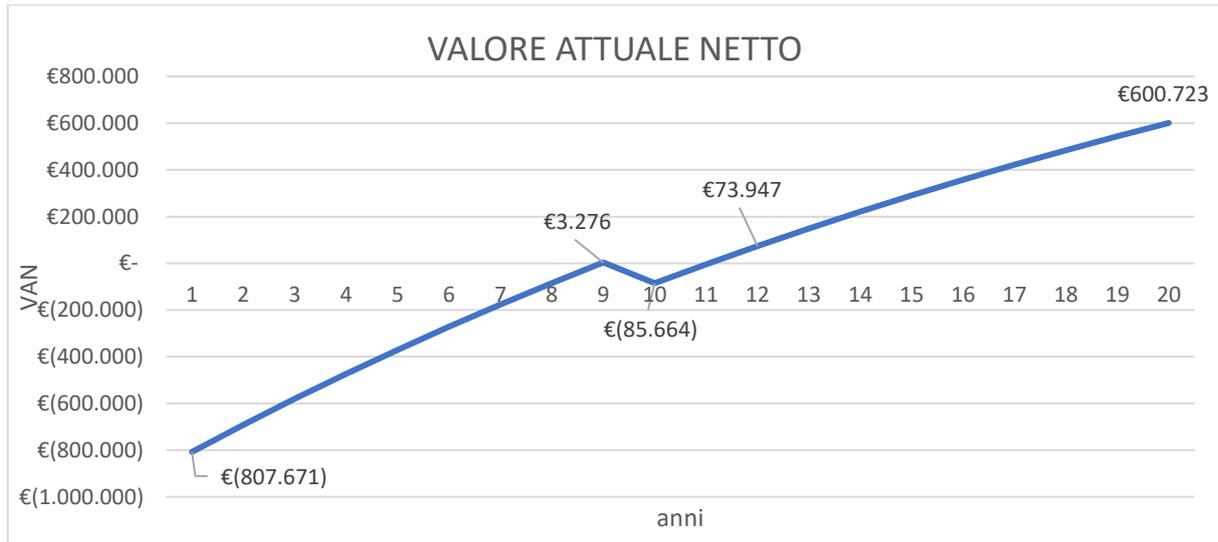


Figura 86: Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto

Il VAN diventa positivo in maniera definitiva al dodicesimo anno, con un valore di 73.947 €, al termine del periodo di incentivazione, ovvero al ventesimo anno raggiunge un valore di 600.723 €, per cui, considerando che l'investimento iniziale è di 928.119 €, si può concludere che l'investimento è vantaggioso e conveniente.

In fine, è stato calcolato il simple payback (SPB) chiamato anche tempo di ritorno semplice dell'investimento, tramite la seguente relazione:

$$SPB = \frac{INV_{TOT}}{ENTR_{TOT}}$$

Ovvero come rapporto tra il totale degli investimenti ed il totale delle entrate economiche dell'intero periodo che è di 20 anni, ed il risultato è riportato in tabella 34:

SPB
8,4

Tabella 34: Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback)

7.3.4 Calcolo VAN e SPB configurazione impiantistica senza accumulo

Per completezza si effettua il calcolo dei due indicatori economici anche nel caso in cui non venisse installato alcun sistema di accumulo, tale strategia è ipotizzabile dato che i sistemi di accumulo hanno un prezzo molto alto, per cui, in questa sede si valuta cosa succederebbe se non venisse acquistato alcun sistema di accumulo, immettendo dunque in rete tutta l'energia in surplus che viene prodotta durante le ore diurne ed acquistando in rete, tutta l'energia elettrica necessaria a soddisfare l'intero fabbisogno energetico notturno.

Con questo metodo, si ottiene un sistema di accumulo pari a 0 kWh, per cui il prezzo totale dei sistemi di accumulo risulta nullo, possiamo dunque procedere al calcolo del VAN.

	Compenso Energia Elettrica Autoconsumata [Euro/MWh]	Compenso Energia Elettrica Immessa in Rete [Euro/MWh]	Rimborso componenti in bolletta [Euro/MWh]	Costo della materia Energia acquistata [Euro/MWh]	Costo Impianti Fotovoltaici [Euro/kW]	Costo Accumuli [Euro/kWh]
Gennaio	110	101,1	8,37	250	1200	800
Febbraio						
Marzo						
Aprile						
Maggio						
Giugno						
Luglio						
Agosto						
Settembre						
Ottobre						
Novembre						
Dicembre						
		SPESE Fisse COMUNITA' ENERGETICA [Euro]		SPESE Variabili [Euro/Anno]		ENTRATE Variabili COMUNITA' ENERGETICA EURO/ANNO
IMPIANTO		571.200,00 €	Energia Acquistata in rete	44.331,92 €	Incentivo Autoconsumo	15.856,08 €
ACCUMULO		- €	TASSO DI INTERESSE	4,00%	Restituzione componenti tariffarie	1.206,50 €
NUOVI ALLACCI		100.000,00 €			Energia immessa in rete	66.808,59 €
TOT		671.200,00 €			Mancato Acquisto	36.036,56 €
					TOT	119.907,73 €

	Valore Attuale	Valore Attuale Netto
anno 12	709.284,62 €	38.084,62 €
anno 20	1.027.100,02 €	355.900,02 €

Tabella 35: Riepilogo Calcoli Tecnico – Economici

Nel calcolo del VAN, le spese sono state suddivise in fisse e variabili dove, le spese fisse, rappresentano l'investimento iniziale per l'acquisto dei moduli e le spese per i nuovi allacci, mentre le spese variabili sono quelle che dipendono dal quantitativo di energia immesso in rete. È possibile notare che, con questa configurazione impiantistica, il VAN diventa positivo all'anno 12, in questo caso, non avendo alcun sistema d'accumulo da sostituire, non si dovrebbe effettuare alcuna spesa all'anno 10.



Figura 87: Rappresentazione grafica dell'andamento del Valore Attuale Netto

Il VAN, diventa positivo al dodicesimo anno, con un valore di 38.085 €, al termine del periodo di incentivazione, ovvero al ventesimo anno, raggiunge un valore di 355.900 €, per cui, considerando che l'investimento iniziale è di 671.200 €, l'investimento porta ad un guadagno pari a poco più del 50% dell'investimento iniziale, in generale non sarebbe un brutto investimento poiché a VAN positivo. In conclusione, questa configurazione impiantistica risulta comunque molto conveniente per il semplice motivo che porta alla notevole semplificazione impiantistica, andando quindi ad evitare, oltre alle spese fisse, altre spese imprevedute come quelle dei possibili guasti; inoltre, a differenza delle altre tipologie di configurazione, presenta un investimento iniziale che è considerevolmente minore, per cui risulta essere anche più accessibile dal punto di vista economico.

In fine, è stato calcolato il simple payback (SPB) chiamato anche tempo di ritorno semplice dell'investimento, tramite la seguente relazione:

$$SPB = \frac{INV_{TOT}}{ENTR_{TOT}}$$

Ovvero come rapporto tra il totale degli investimenti ed il totale delle entrate economiche dell'intero periodo che è di 20 anni, ed il risultato è riportato in tabella 37:

SPB
6,0

Tabella 36 :Tempo di Ritorno Semplice dell'investimento (Simple Payback)

Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stata valutata la fattibilità tecnico-economica della realizzazione di una comunità energetica a livello comunale, in particolare, si è dapprima analizzato il percorso storico-normativo che ha portato l'Unione Europea, insieme ad altri Paesi nel mondo, a prendere delle misure di contenimento delle emissioni di gas climalteranti al fine di contrastare i cambiamenti climatici.

La comunità energetica in esame è stata progettata interamente in un'ottica di massimizzazione della produzione fotovoltaica, con lo scopo di spingere il più possibile verso la decarbonizzazione, per questo motivo, i moduli fotovoltaici sono stati installati su tutte le falde a disposizione. Questo ha fatto sì che l'impianto, nella sua completezza raggiungesse una potenza di 425 kWp con una conseguente produzione energetica che riesce a soddisfare il 100% dei carichi diurni e circa il 50% di quelli notturni.

I dati sopracitati potrebbero variare nel corso degli anni, poiché la comunità potrebbe accogliere anche i cittadini come membri che usufruiscono dell'energia elettrica autoprodotta, anche se essi non possiedono alcun impianto di produzione da fonti rinnovabili; tale scenario, aumenterebbe la quota di energia autoconsumata dalla comunità energetica, accorcerebbe il tempo di ritorno dell'investimento⁷ e contribuirebbe alla promozione dell'energia da fonti rinnovabili su scala comunale.

A valle dell'analisi economica, ne è emerso che le configurazioni impiantistiche più vantaggiose sono due, la prima è quella che prevede il dimensionamento dei sistemi di accumulo come la quantità minima annuale di energia prodotta giornalmente in surplus rispetto alla copertura dei carichi diurni (metodo 1), ovvero pari a 335 kWh, il quale prevede un investimento iniziale pari a 939.430 €, ed un VAN al ventesimo anno pari a 608.978 €; la seconda configurazione impiantistica conveniente invece, è quella che prevede il dimensionamento del sistema di accumulo come il minimo valore del fabbisogno giornaliero notturno del mese i-esimo (metodo 3), ovvero di 321 kWh, il quale prevede un investimento iniziale di 928.119 €, ed un VAN al ventesimo anno pari a 600.723 €.

Tra i due metodi, non è immediato scegliere quale sia il più conveniente, il primo prevede un investimento iniziale leggermente più alto rispetto al secondo (11.311 €), ma porta ad un VAN maggiore (8256 €); tra i due, sembrerebbe più opportuno finanziare il layout impiantistico più semplice, ovvero quello con uno storage energetico minore.

Tra i benefici ambientali che si possono evidenziare, vi è una notevole riduzione delle emissioni di CO₂, grazie alla produzione di 39745 kWh annui di energia elettrica da fonte rinnovabile che contribuisce alla riduzione delle emissioni per circa 418 tonnellate di anidride carbonica ogni anno.

⁷ In realtà, a causa della crisi energetica che è in corso, attualmente, risulterebbe più conveniente vendere l'energia elettrica in surplus al GSE tramite ritiro dedicato, poiché il prezzo zonale orario (prezzo con cui viene remunerata l'energia elettrica ceduta), risulta essere più vantaggioso rispetto al premio per l'energia elettrica condivisa.

In definitiva, questo studio vuole dimostrare che le energie rinnovabili possono e devono, nel minor tempo possibile, sostituire le fonti energetiche fossili tradizionali, lo sviluppo e la diffusione di comunità energetiche su ampia scala, inoltre, contribuirebbe in maniera significativa ad abbattere il prezzo dell'energia elettrica per tutti i cittadini e trascinare il nostro Paese verso l'indipendenza energetica.

Bibliografia

- [1] «Governo,» PNIEC: <https://temi.camera.it/leg18/post/la-proposta-italiana-di-piano-nazionale-per-l-energia-e-il-clima.html>.
- [2] «governo» PNRR GOV: <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>.
- [3] «Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea,» RED II. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.
- [4] «gazzetta ufficiale,» Recepimento definitivo RED II: https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2021-11-30&atto.codiceRedazionale=21G00214&elenco30giorni=true.
- [5] «Regole Tecniche GSE,» GSE:
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/AUTOCONSUMO/Gruppi%20di%20autoconsumatori%20e%20comunita%20di%20energia%20rinnovabile/Regole%20e%20procedure/Regole%20Tecniche%20per%20accesso%20al%20servizio%20di%20valorizzazione%20e%2
- [6] «GSE» Requisiti d'accesso: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/requisiti-di-accesso>.
- [7] «GSE,» Slides Webinar: https://www.gse.it/media_site/media-gallery_site/Documents/Webinar%20ACC%20e%20CER_2020_12_22_Valenzano_finale.pdf.
- [8] C. S. 5, «GSE,» Contributi spettanti: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/contributi-spettanti>.
- [9] «PVGIS» Portale PVGIS: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis-documentation/data-sources-and-calculation-methods_en.
- [10] «GSE,» Ritiro dedicato: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/regolazione-economica-del-servizio>.