



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in ingegneria energetica e nucleare

A.a. 2023/2024

Sessione di Laurea ottobre 2024

Fotovoltaico e autoconsumo diffuso: opportunità e limitazioni

Fasi principali per la realizzazione di un impianto
fotovoltaico a terra, normativa e modello innovativo
sull'autoconsumo diffuso e relazione tra orientamento dei
pannelli e futuro prezzo dell'energia

Relatori:

Prof. Andrea Lanzini
Ing. Giacomo Maggioli

Candidato:

Mattia Gaio

Abstract

Nella progettazione di un impianto fotovoltaico, che abbia come obiettivo quello di autoconsumare l'energia prodotta al fine di aumentare la sostenibilità di una società e ottenere così un risparmio in termini di spesa energetica, è necessario considerare numerosi aspetti, e sapersi orientare nel complesso panorama normativo italiano. È essenziale ottenere la soluzione migliore sia in termini di efficienza economica che di tempistiche, per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità entro scadenze specifiche.

L'ultima normativa sull'autoconsumo diffuso presenta alcune opportunità per incrementare la resa economica degli impianti fotovoltaici ma anche numerose limitazioni che impediscono a tutti gli stakeholder di accedere equamente agli incentivi previsti, sia per limitazioni geografiche che per restrizioni normative. La scelta del terreno adatto all'installazione di un impianto fotovoltaico deve tenere conto di aspetti pratici come l'orientamento, la pendenza e le condizioni geologiche, nonché di aspetti legislativi come la possibilità di accesso agli incentivi, il piano regolatore territoriale e la destinazione d'uso del terreno. Inoltre, durante le fasi di avvio e realizzazione dei lavori possono sorgere vari imprevisti che devono essere gestiti al meglio per evitare aumenti significativi dei costi e ritardi nella costruzione dell'opera.

La progettazione del layout dell'impianto richiede una valutazione dettagliata di vari fattori, tra cui la situazione geologica dell'area, la configurazione di vendita dell'energia o l'autoconsumo parziale della stessa e l'andamento dei prezzi dell'energia che possono influire sensibilmente sul ritorno economico previsto dell'impianto, anche a seconda della configurazione scelta per l'impianto stesso (orientamento a sud, est-ovest, tracking a un asse o a due assi).

È fondamentale esplorare nuove configurazioni possibili di autoconsumo per superare i limiti della normativa italiana. Una possibile soluzione è la connessione dell'impianto tramite cavo o la stipula di accordi con trader energetici che permettano di autoconsumare l'energia prodotta tramite la nuova normativa TIDE [1] che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2025, entrando di fatto nel mercato dell'energia.

Tra le implementazioni future che stanno emergendo, vi è l'utilizzo di sistemi di accumulo di grande scala. Questi sistemi possono aumentare la resa in autoconsumo degli impianti o essere utilizzati come strumenti di compravendita dell'energia per

incrementare i profitti, oltre a fornire servizi ancillari alla rete. L'integrazione di sistemi di accumulo rappresenta una strategia chiave per migliorare l'efficienza energetica e la sostenibilità economica degli impianti fotovoltaici.

Questo studio descrive le principali fasi per la costruzione di un impianto fotovoltaico a terra, delineando tutte le tappe affrontate, dall'individuazione del terreno fino alla realizzazione finale dell'impianto. Viene posta particolare attenzione alla relazione tra l'evoluzione del prezzo giornaliero dell'energia nei prossimi anni e l'orientamento dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, viene analizzato il potenziale impatto dell'aggiunta di un sistema di accumulo, in caso di più impianti accoppiati per coprire i consumi di un'intera società grazie ad una configurazione di autoconsumo a distanza. Allo stesso tempo, viene analizzata la nuova normativa sull'autoconsumo diffuso, evidenziando le criticità e limitazioni che presenta, le quali complicano gli obiettivi di transizione energetica indicati dalla Comunità Europea.

Abstract (English version)

In the design of a photovoltaic plant, with the goal of self-consuming the produced energy to increase the sustainability of a society and achieve savings in energy costs, it is necessary to consider numerous aspects and navigate the complex Italian regulatory landscape. It is essential to achieve the best solution in terms of economic efficiency and timing to meet sustainability goals within specific deadlines.

The latest regulation on distributed self-consumption presents opportunities to increase the economic yield of photovoltaic plants, but it also has numerous limitations that prevent all stakeholders from equally accessing the provided incentives, due to geographical limitations and regulatory restrictions. The choice of suitable land for the installation of a photovoltaic plant must consider practical aspects such as orientation, slope, and geological conditions, as well as legislative aspects such as access to incentives, territorial zoning plans, and land use designation. Additionally, during the initiation and implementation phases of the project, various unforeseen issues may arise that must be managed efficiently to avoid significant cost increases and delays in construction.

Designing the plant layout requires a detailed assessment of various factors, including the geological situation of the area, the configuration of energy sales or partial self-consumption, and the trends in energy prices, which can significantly influence the projected economic return of the plant. This also depends on the chosen configuration for the plant itself (south orientation, east-west orientation, single-axis or dual-axis tracking).

It is crucial to explore new possible self-consumption configurations to overcome the limitations of Italian regulations. One possible solution is connecting the plant via cable or making agreements with energy traders that allow self-consumption of the produced energy through the new TIDE [1] regulation, which will come into force on January 1, 2025, effectively entering the energy market.

Among the emerging future implementations is the use of utility scale storage systems. These systems can increase the self-consumption yield of the plants or be used as tools for energy trading to boost profits, in addition to providing ancillary services to the

grid. The integration of storage systems represents a key strategy for improving the energy efficiency and economic sustainability of photovoltaic plants.

This study describes the main phases for the construction of a ground-mounted photovoltaic plant, outlining all the steps taken, from land identification to the final realization of the plant. Particular attention is given to the relationship between the evolution of daily energy prices over the coming years and the orientation of the photovoltaic plant. Additionally, the potential impact of adding a storage system is analyzed, especially in the case of multiple coupled plants to cover the energy consumption of an entire society through a remote self-consumption configuration. At the same time, the new regulations on widespread self-consumption are analyzed, highlighting the issues and limitations they present, which complicate the energy transition objectives set by the European community.

Ringraziamenti

Ringrazio il mio tutor aziendale, l'ingegner Giacomo Maggioli, per la sua continua disponibilità dimostrata nei miei confronti, oltre al supporto continuo e alle nozioni che mi ha tramandato con passione. Ringrazio inoltre il mio relatore, il professor Andrea Lanzini, per l'opportunità e la fiducia dimostrata nei miei confronti.

Grazie alla mia famiglia. A mamma e papà, che mi hanno sempre supportato e sostenuto nella vita permettendomi di intraprendere questi studi. Alla costante presenza e supporto emotivo di Mamma, che mi ha permesso di dedicare più tempo allo studio. Alla dedizione e ai sacrifici di papà che mi hanno permesso di arrivare fino a qui ed essere quello che sono oggi.

A Teresa che mi ha spinto a tirare fuori il meglio di me e a sfruttare i miei doni, restando al mio fianco durante i momenti di difficoltà.

Agli amici che hanno reso questi anni più spensierati e mi hanno sostenuto nei momenti di difficoltà.

Ringrazio anche i miei colleghi di corso, con i quali ho condiviso numerosi progetti universitari, per il loro supporto durante questo percorso di studi e per aver reso le giornate in università molto più leggere.

Infine, un grazie di cuore a tutti coloro che, in un modo o nell'altro, hanno contribuito a questo traguardo. Senza di voi, tutto questo non sarebbe stato possibile.

Mattia.

Indice

Indice	I
Elenco figure	IV
Elenco tabelle	VIII
Introduzione	1
1 Inquadramento legislativo per le configurazioni di autoconsumo	4
1.1 Clienti finali e unità di consumo	4
1.2 Produttori e impianti di produzione	4
1.3 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)	5
1.4 Sistemi di Distribuzione Chiusi	5
1.5 Configurazioni per l'autoconsumo diffuso	5
1.6 Autoconsumo individuale a distanza con rete di distribuzione	6
1.7 Autoconsumo individuale a distanza con linea diretta	8
1.8 Svantaggi delle configurazioni di autoconsumo	9
1.9 Normative e regole operative sull'autoconsumo	10
1.10 Autoconsumo virtuale con trader	16
2 Studio del terreno	21
2.1 Localizzazione geografica	21
2.2 Cabina primaria interessata	23
2.3 Inquadramento catastale	24
2.4 Piano regolatore	26
2.5 Analisi geologica	27
3 Layout progettuale	30
3.1 Prima proposta di layout	30
3.2 Definizione costo di connessione	32
3.3 Analisi economica	33
3.4 Nuovi layout progettuali	34
4 Analisi sul prezzo dell'energia	39
4.1 Il PUN e i prezzi zonali	39
4.2 EU ETS e il pacchetto Fit-for-55	43
4.3 Modelli previsionali	44
4.4 Stima prezzo dell'energia 2025	51

4.5	Stima prezzo dell'energia 2030.....	53
4.6	Analisi storica della variazione giornaliera di prezzo	56
4.7	Modello aggiornato 2030.....	59
5	Confronto impianto Est-Ovest / Sud con diverse inclinazioni dei pannelli.....	62
6	Confronto economico impianto Est - Ovest / Sud	68
6.1	Anno 2023	68
6.2	Anno 2024	76
6.3	Anno 2030.....	79
6.4	Confronto anni	85
7	Confronto impianto Est-Ovest / Sud con autoconsumo virtuale.....	89
8	Soluzione finale	97
8.1	Layout definitivo	97
8.2	Business plan finale.....	99
8.3	Primo scenario	100
8.4	Secondo scenario	101
8.5	Terzo scenario	102
9	Imprevisti prima dell'avvio del cantiere.....	105
9.1	Modifiche al progetto e contrattazioni	105
9.2	Modifica al layout per corridoio destinato a sviluppo stradale.....	106
9.3	Preparazione del terreno	108
10	Partenza cantiere	110
11	Implementazioni aggiuntive.....	111
11.1	Opere di mitigazione impatto ambientale.....	111
11.2	Sistema di monitoraggio impianto.....	111
11.3	Contratto di pulizia e manutenzione impianto	111
12	Evoluzioni future	113
12.1	Tecnologie di accumulo elettrochimico	114
12.2	Costi degli accumuli utility scale	115
12.3	Modello di accumulo con autoconsumo diffuso a copertura consumi	116
12.4	Risultati implementazione dello storage	119
12.5	Curve di carico giornaliera	121
12.5.1	Sabato 21 Gennaio 2023	121
12.5.2	Martedì 21 marzo 2023.....	123
12.5.3	Lunedì 22 maggio 2023	125
12.5.4	Venerdì 21 luglio 2023	127

12.5.5	Giovedì 21 settembre 2023.....	129
12.5.6	Martedì 21 novembre 2023	131
12.5.7	Autosufficienza data dal modello	132
12.6	Valutazioni economiche.....	133
12.7	Modello accumulo con autoconsumo diffuso e trading energetico.....	134
12.8	Risultati modello e analisi economica.....	136
13	Conclusioni.....	138
	Bibliografia	141

Elenco figure

Figura 1-1 Aree sottese alle cabine primarie a Biella	8
Figura 2-1 Terreno soggetto ad analisi di fattibilità.....	21
Figura 2-2 Vista del terreno dall'alto.....	22
Figura 2-3 Foto del terreno	22
Figura 2-4 Mappa unità di produzione e di consumo	23
Figura 2-5 Mappa catastale della zona.....	24
Figura 2-6 Piano regolatore.....	26
Figura 2-7 Punti caratteristici analisi geologica.....	27
Figura 2-8 Corso d'acqua al confine del terreno.....	29
Figura 3-1 Primo layout impianto	30
Figura 3-2 Struttura con zavorra in cemento regolabile.....	35
Figura 3-3 Primo layout in configurazione Est-Ovest	35
Figura 3-4 Vista frontale struttura di supporto.....	36
Figura 3-5 Vista laterale struttura di supporto	37
Figura 3-6 Vista tridimensionale struttura di supporto	37
Figura 4-1 Media annua storica del prezzo unico nazionale.....	40
Figura 4-2 Evoluzione storica dell'installazione di impianti fotovoltaici in Italia	41
Figura 4-3 Scenari previsti da RSE per il mix energetico al 2025	45
Figura 4-4 Scenari previsti da RSE per il mix energetico da fonti rinnovabili al 2025	46
Figura 4-5 Scenari previsti da RSE per il mix energetico al 2030.....	47
Figura 4-6 Scenari previsti da RSE per il mix energetico da fonti rinnovabili al 2030	48
Figura 4-7 Scenari previsti da RSE per il mix energetico da fonti rinnovabili 2025/2030... ..	48
Figura 4-8 Previsione RSE della domanda elettrica nelle zone di mercato	49
Figura 4-9 Prezzo medio orario zonale previsto dalla ricerca RSE al 2025	52
Figura 4-10 Prezzo medio orario zonale previsto dalla ricerca RSE al 2030	54
Figura 4-11 Prezzo medio orario nazionale previsto dalla ricerca di A2A al 2030	55
Figura 4-12 Prezzo orario mediato per ogni stagione nel 2023	56
Figura 4-13 Differenza tra prezzo maggiore e prezzo minore giornaliero mediata per ogni stagione nel 2023	57
Figura 4-14 Prezzo orario mediato per ogni stagione nel 2024	58

Figura 4-15 Differenza tra prezzo maggiore e prezzo minore giornaliero mediata per ogni stagione nel 2024	58
Figura 4-16 Prezzi medi stagionali dal 2013 al 2023.....	59
Figura 4-17 Numero di volte in cui una stagione ha fatto registrare il prezzo medio maggiore e minore.....	60
Figura 4-18 Prezzo medio giornaliero al 2030 (nuovo scenario).....	61
Figura 5-1 Potenza installabile in base all'inclinazione dei pannelli fotovoltaici.....	63
Figura 5-2 Potenza al metro quadro installabile in base all'inclinazione dei pannelli.....	64
Figura 5-3 Stima produzione annuale software Solaredge	65
Figura 5-4 Stima produzione annuale software PVGIS	65
Figura 5-5 Energia annua prodotta al m ² (PVGIS).....	66
Figura 5-6 Energia annua prodotta per kW installato	67
Figura 6-1 Layout impianto Est- Ovest.....	69
Figura 6-2 Guadagno mensile impianti (2023)	70
Figura 6-3 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2023).....	70
Figura 6-4 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2023)	71
Figura 6-5 Produzione mensile impianti	72
Figura 6-6 Produzione media giornaliera gennaio	72
Figura 6-7 Produzione media giornaliera aprile.....	73
Figura 6-8 Produzione media giornaliera luglio	73
Figura 6-9 Produzione media giornaliera ottobre	74
Figura 6-10 Evoluzione del Prezzo Unico Nazionale nel 2023	75
Figura 6-11 Guadagno mensile impianti (2024)	76
Figura 6-12 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2024).....	77
Figura 6-13 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2024)	78
Figura 6-14 Guadagno mensile impianti con prezzo dell'energia stimato da A2A (2030) ..	79
Figura 6-15 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2030 A2A) .	80
Figura 6-16 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2030 A2A).....	81
Figura 6-17 Guadagno mensile impianti con prezzo dell'energia stimato da RSE (2030)...	81
Figura 6-18 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2030 RSE) .	82
Figura 6-19 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2030 RSE)	82
Figura 6-20 Guadagno mensile impianti con prezzo dell'energia stimato con modello 2030M.....	83
Figura 6-21 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2030M)	84

Figura 6-22 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2030M).....	84
Figura 6-23 Entrate annue impianti	85
Figura 6-24 Prezzo di vendita medio dell'energia	86
Figura 6-25 Differenza prezzo medio di vendita impianto Est-Ovest vs Sud.....	87
Figura 6-26 Differenza tra prezzo medio dell'energia e prezzo di vendita da produzione fotovoltaica Est-Ovest.....	88
Figura 7-1 Consumi orari società mese di gennaio.....	90
Figura 7-2 Consumi orari società mese di luglio	90
Figura 7-3 Confronto beneficio economico annuale.....	91
Figura 7-4 Confronto percentuale di autoconsumo.....	92
Figura 7-5 Confronto percentuale di autosufficienza.....	93
Figura 7-6 Curve di produzione cumulato impianti 2MW orientamento Sud vs curva di consumo (gennaio).....	94
Figura 7-7 Curve di produzione cumulato impianti 2MW orientamento Est-Ovest vs curva di consumo (gennaio).....	94
Figura 7-8 Curve di produzione cumulato impianti 3MW orientamento Sud vs curva di consumo (gennaio).....	95
Figura 7-9 Curve di produzione cumulato impianti 3MW orientamento Est-Ovest vs curva di consumo (gennaio).....	95
Figura 7-10 Differenza autoconsumo e autosufficienza tra impianti Est - Ovest e impianti Sud	96
Figura 8-1 Layout impianto definitivo.....	97
Figura 8-2 Flusso di cassa primo scenario	101
Figura 8-3 Flusso di cassa secondo scenario	102
Figura 8-4 Flusso di cassa scenario 3.1.....	103
Figura 8-5 Flusso di cassa scenario 3.2.....	104
Figura 9-1 Vista tridimensionale struttura zavorre	106
Figura 9-2 Proiezioni tecniche zavorre	106
Figura 9-3 Area del terreno contrassegnata come strada	107
Figura 9-4 Rilievo altimetrico terreno	108
Figura 12-1 Grafico bilancio energetico fotovoltaico + storage con capacità diverse	119
Figura 12-2 Percentuali di provenienza dell'energia consumata	120
Figura 12-3 Curve di carico sabato 21 gennaio	122
Figura 12-4 Stato di carica batteria sabato 21 gennaio	122

Figura 12-5 Curve di carico martedì 21 marzo	123
Figura 12-6 Stato di carica batteria martedì 21 marzo	124
Figura 12-7 Curve di carico lunedì 22 maggio	125
Figura 12-8 Stato di carica batteria lunedì 22 maggio	126
Figura 12-9 Curve di carico venerdì 21 luglio	127
Figura 12-10 Stato di carica batteria venerdì 21 luglio.....	128
Figura 12-11 Curve di carico giovedì 21 settembre.....	129
Figura 12-12 Stato di carica batteria giovedì 21 settembre.....	130
Figura 12-13 Curve di carico martedì 21 novembre	131
Figura 12-14 Stato di carica batteria martedì 21 novembre	131
Figura 12-15 Autosufficienza mensile risultante	132
Figura 12-16 Flusso di cassa storage	133
Figura 12-17 Stato di carica accumulo per il trading dell'energia	135
Figura 12-18 Flusso di cassa accumulo per il trading dell'energia.....	136

Elenco tabelle

Tabella 1-1 Calcolo incentivo per l'energia condivisa.....	7
Tabella 2-1 Risultati prova geologica	28
Tabella 3-1 Confronto configurazioni impianto.....	38
Tabella 4-1 Prezzi medi dell'energia nei diversi scenari RSE al 2025	51
Tabella 4-2 Prezzi medi dell'energia nei diversi scenari RSE al 2030	53
Tabella 5-1 Distanza minima tra pannelli in base all'angolo di inclinazione	62
Tabella 8-1 Specifiche utilizzate per l'analisi economica.....	100
Tabella 12-1 Risultati bilancio energetico fotovoltaico + storage con capacità diverse	118
Tabella 12-2 Risultati implementazione storage da 10 MWh.....	120
Tabella 12-3 Autosufficienza giorni studiati.....	132
Tabella 12-4 Costi annuali di gestione stimati	133
Tabella 12-5 Costi annuali di gestione stimati	136
Tabella 13-1 Risultati rilevanti dal confronto orientamento Est-Ovest vs Sud.....	140

Introduzione

Il Gruppo Sella, al fine di perseguire una progressiva riduzione delle emissioni di anidride carbonica da anni mette in atto azioni mirate all'adozione di soluzioni a maggior efficienza energetica e minor impatto ambientale tra i quali: sostituzione di centrali termiche alimentate a gas con pompe di calore nelle sedi principali, rinnovamento degli impianti di condizionamento nelle succursali, sostituzione dell'illuminazione con passaggio a LED, ottimizzazione dell'occupazione degli spazi di lavoro nelle sedi per ridurre gli sprechi e monitoraggio delle condizioni termometriche degli edifici. Inoltre, la sede centrale del gruppo a Biella ha ottenuto a inizio 2024 la certificazione LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) di livello gold, aggiungendosi alla sede S32 di Milano che nel 2018 ha ottenuto la certificazione ambientale LEED di livello più alto, ovvero di livello "Platinum". Il sistema statunitense di classificazione dell'efficienza energetica e dell'impronta ecologica degli edifici LEED fornisce una serie di standard per valutare le costruzioni ambientalmente sostenibili. Gli edifici certificati LEED sono caratterizzati da un utilizzo delle risorse efficiente in quanto utilizzano meno acqua ed energia, riducendo le emissioni di gas serra e permettendo anche di risparmiare sui costi di gestione dell'edificio stesso.

Attualmente, la totalità dell'energia elettrica acquistata e utilizzata dal Gruppo Sella in Italia e in Romania è energia rinnovabile certificata con Garanzia di Origine. Al giorno d'oggi, presso gli stabili e succursali del gruppo sono presenti venti impianti fotovoltaici che nel 2023 hanno prodotto 475,8 MWh e sono attualmente avviate dodici iniziative che prevedono la realizzazione di nuovi impianti fotovoltaici a terra per una potenza totale di 17 MWp.

L'obiettivo del gruppo è quello di costruire impianti fotovoltaici per raggiungere una potenza installata pari a 17MWp, in modo da produrre una quantità di energia equivalente a quella consumata complessivamente dal gruppo. Lo scopo principale è

autoconsumare la maggior parte di questa energia. Inoltre, sono entrati in esercizio, nel marzo 2024, due impianti idroelettrici sul Torrente Cervo con una potenza nominale pari a 245,6 KWp e che hanno una produzione potenziale di energia pari a 976,5 MWh/anno. Il gruppo ha inoltre installato trentacinque colonnine di ricarica per auto elettriche presso i parcheggi delle proprie sedi. [2]

Dal punto di vista normativo, l'evoluzione dei decreti relativi all'autoconsumo diffuso sta limitando significativamente la possibilità di autoconsumare energia prodotta a distanza dai siti energivori. Inizialmente, era previsto un vincolo di 10 km tra gli impianti di produzione e le utenze di consumo, ma le regole sono diventate molto più restrittive: ora, gli impianti e le utenze devono essere sottese alla zona afferente alla stessa cabina primaria del distributore elettrico. Questo significa che, almeno inizialmente, solo alcune iniziative potranno usufruire del regime di autoconsumo a distanza apportando un beneficio economico superiore che, però, non si traduce immediatamente in una riduzione delle emissioni di CO₂, poiché la normativa vigente non tiene conto di questo aspetto. Tuttavia, è importante notare che il contesto normativo è in continua evoluzione e si prevede una revisione delle regole attuali nei prossimi anni, anche per allinearsi alla normativa europea di riferimento (Direttiva RED II).

Tenendo conto degli obiettivi del gruppo, in questa tesi vengono presentate le fasi principali della progettazione e realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra che contribuirà attivamente al raggiungimento degli obiettivi prefissati, partendo dalla scelta del terreno e dalle sue implicazioni fino alla realizzazione dello stesso, con un particolare focus sulle possibili future evoluzioni del prezzo dell'energia durante le ore della giornata e sulle limitazioni della normativa vigente. In particolare, viene presentato il panorama normativo attuale in termini di autoconsumo diffuso, che condiziona la scelta dei terreni in zone, se non all'interno, il più vicine possibile alla cabina primaria dove si concentrano i consumi maggiori del gruppo, tenendo conto anche del piano regolatore cittadino e delle destinazioni d'uso dei terreni, che limitano fortemente la disponibilità di aree adatte all'installazione di impianti fotovoltaici.

Inoltre, viene presentato uno studio che relaziona l'orientamento dei pannelli con le evoluzioni future del prezzo orario dell'energia, evidenziando come il prezzo medio di vendita dell'energia prodotta vari, ad esempio, tra un impianto con orientamento est-ovest e un impianto con orientamento a sud. L'intento di questa tesi è anche quello di illustrare passo passo come si è sviluppato nel tempo il layout del progetto, mostrando come numerose problematiche e imprevisti abbiano reso necessarie alcune modifiche fino a poco prima della sua realizzazione, illustrando anche come viene svolta la fase di monitoraggio del cantiere fino ad arrivare alla costruzione dell'impianto.

In aggiunta, viene illustrato un primo modello innovativo che permette di autoconsumare l'energia a distanza all'interno del territorio nazionale, come alternativa al limitante modello di incentivazioni del GSE con il decreto CACER.

Infine, vengono presentate possibili evoluzioni future da implementare al parco impianti costruito, grazie alle configurazioni di autoconsumo diffuso accoppiate a sistemi di accumulo energetico, che possono permettere di ottenere benefici sia in termini di autosufficienza che di riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

1 Inquadramento legislativo per le configurazioni di autoconsumo

Nella scelta di un terreno per la realizzazione potenziale di un impianto fotovoltaico si tiene conto della possibilità di rientrare nella configurazione di autoconsumo a distanza.

Per rientrare nelle condizioni di sfruttamento per la valorizzazione dell'autoconsumo e comprendere i limiti legislativi occorre spiegare come sono definiti i clienti finali e le unità di consumo, oltre che riportare le principali definizioni utilizzate nel Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) [3].

1.1 Clienti finali e unità di consumo

I clienti finali sono definiti come “I soggetti che gestiscono le unità di consumo e che prelevano energia elettrica per la quota di proprio uso finale” [4]; ogni unità di consumo è connessa alla rete elettrica tramite un punto di connessione abbinato a un codice POD (Point Of Delivery). Ogni unità di consumo corrisponde ad un unico cliente finale. Generalmente un'unità di consumo corrisponde ad un'unità immobiliare che può essere identificata come: un'identità fisica (Intero fabbricato, porzione di fabbricato o insieme di fabbricati), un'entità giuridica (appartenente a uno stesso proprietario), un'entità economica (cespito indipendente).

1.2 Produttori e impianti di produzione

I produttori sono “i soggetti che gestiscono gli impianti di produzione e, pertanto, sono titolari dell'officina elettrica e delle autorizzazioni necessarie alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione” [4]; un impianto di produzione viene definito come: “insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria in energia elettrica” [4].

1.3 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)

La prima e più semplice configurazione che permette l'autoconsumo è il SSPC; un Sistema Semplice di Produzione e Consumo a decorrere dal 26 dicembre 2021 è definito come un sistema caratterizzato dalla presenza di almeno un impianto di produzione e di un'unità di consumo direttamente collegati tra loro e appartenenti alla medesima persona fisica o giuridica o allo stesso gruppo societario; inoltre deve operare in parcelle catastali poste nella piena disponibilità dei soggetti che fanno parte dello stesso SSPC [4]. Per "Piena disponibilità" si intende al possesso di un diritto di proprietà, di superficie o un contratto di comodato d'uso o locazione. Il cliente finale è il titolare del punto di connessione del SSPC alla rete.

1.4 Sistemi di Distribuzione Chiusi

Reti di distribuzione di energia elettrica che operano in un contesto limitato e autonomo, spesso senza connessioni esterne con altre reti di distribuzione. Questi sistemi sono utilizzati per alimentare aree specifiche come unità isolate, contesti industriali o commerciali o di servizi come stazioni ferroviarie, porti, aeroporti o centri direzionali.

1.5 Configurazioni per l'autoconsumo diffuso

Il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) [3] definisce sette configurazioni diverse per l'autoconsumo tramite il d.lgs. 199/21 e 210/21:

1. Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza con linea diretta che sceglie il trattamento previsto per l'autoconsumo a distanza su rete di distribuzione;
2. Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione;

3. Cliente attivo a distanza che utilizza la rete di distribuzione;
4. Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
5. Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
6. Comunità energetica rinnovabile;
7. Comunità energetica dei cittadini;

Il primo, secondo e terzo gruppo rientrano nella classe degli autoconsumatori individuali a distanza, il quarto e quinto gruppo rientrano nella classe dei gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini mentre il sesto e settimo gruppo rientrano nella classe delle comunità energetiche.

1.6 Autoconsumo individuale a distanza con rete di distribuzione

Per quanto riguarda gli autoconsumatori individuali a distanza sono presenti incentivi che aiutano lo sviluppo di questa configurazione, in particolare, di nostro interesse è l'incentivo per la configurazione di autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione. In questo caso vi è una valorizzazione dell'energia elettrica virtualmente autoconsumata che viene calcolata come il minimo, per ogni ora, tra l'energia immessa dagli impianti di produzione di energia rinnovabile e l'energia prelevata dal cliente finale nella medesima cabina primaria. Questo incentivo consiste in una tariffa premio composta da una parte fissa che dipende dalla taglia dell'impianto e da una parte variabile in funzione del prezzo di mercato dell'energia oltre a un massimale diviso per zona geografica valido solo per gli impianti fotovoltaici [5]. In pratica, in configurazione di autoconsumo diffuso, si sfrutta la vendita dell'energia in rete ad un trader o direttamente al GSE tramite ritiro dedicato, e inoltre sul minimo tra l'energia immessa e prelevata (energia condivisa) si riceve un incentivo da parte del GSE indicato in tabella "Tabella 1-1", che varia a seconda della potenza nominale dell'impianto e della zona di mercato; in aggiunta, sulla base dell'energia elettrica autoconsumata il GSE riconosce un corrispettivo

unitario definito “Corrispettivo di valorizzazione” che nel caso di autoconsumatore a distanza è pari a 10.57€/MWh.

Tabella 1-1 Calcolo incentivo per l’energia condivisa

Potenza nominale [kW]	Tariffa fissa definita in base alla potenza dell'impianto	Tariffa variabile in funzione del Prezzo Zonale	Tariffa massima fonti non fotovoltaiche	Tariffa massima totale impianti FTV		
				Sud	Centro	Nord
P ≤ 200	80 €/MWh (+ comp. geografica per FTV)	0 ÷ 40 €/MWh	120 €	120 €	124 €	130 €
200 < P ≤ 600	70 €/MWh (+ comp. geografica per FTV)	0 ÷ 40 €/MWh	110 €	110 €	114 €	120 €
P ≥ 600	60 €/MWh (+ comp. geografica per FTV)	0 ÷ 40 €/MWh	100 €	100 €	104 €	110 €

Questa configurazione di autoconsumo diffuso attualmente è possibile solamente se l’unità di consumo e l’unità di produzione sono sottese alla medesima cabina primaria, sul sito del GSE è presente la mappa che suddivide le aree nazionali sottese alla medesima cabina primaria [6]. Andando a localizzare sulla mappa le unità di consumo maggiormente energivore del gruppo è possibile individuare le aree dove potenzialmente è più conveniente mettere in opera unità di produzione (in questo caso impianti fotovoltaici). L’obiettivo è di sfruttare terreni per la costruzione di impianti fotovoltaici che si trovino nella medesima cabina primaria delle unità di consumo maggiormente energivore del gruppo, nel caso della provincia di Biella, però, le sedi più energivore del gruppo si trovano in un’area dove non sono a disposizione terreni sfruttabili, in quanto l’area della cabina primaria di maggior interesse corrisponde con l’area più urbanizzata della città. Queste mappe sono state pubblicate il 29 settembre 2023 ma sono soggette a revisione da parte del GSE dopo i solleciti e le richieste di aggiornamento richieste dal gruppo in quanto la suddivisione è stata fatta piuttosto arbitrariamente e può quindi subire modifiche. Tenendo conto di questa possibilità, quindi, nel processo di individuazione di un possibile terreno per la costruzione di un impianto si cerca di tenersi il più vicini possibile all’area precedentemente indicata se non è a disposizione un terreno sotteso alla stessa cabina primaria delle unità di consumo. In “Figura 1-1” è possibile visualizzare le aree sottese alle cabine primarie nell’area di interesse.

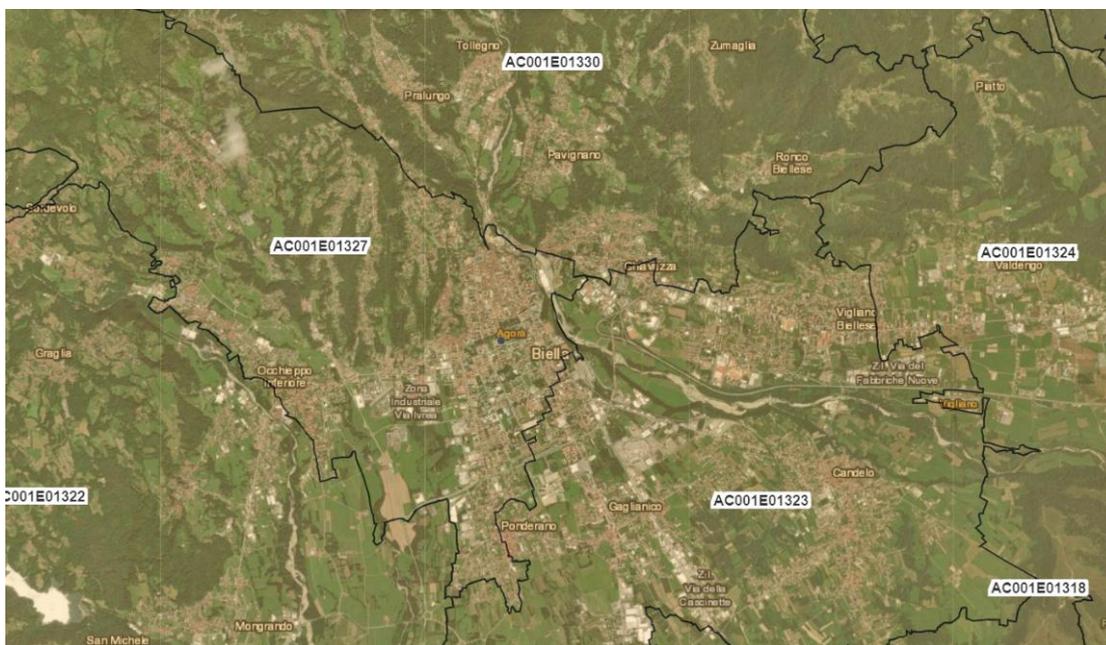


Figura 1-1 Aree sottese alle cabine primarie a Biella

1.7 Autoconsumo individuale a distanza con linea diretta

Nel caso di configurazione con linea diretta, occorre che l'unità di produzione possa essere collegata all'unità di consumo con una linea diretta di lunghezza inferiore a 10 km per avere accesso alla configurazione di autoconsumo diffuso che porterebbe alla parte di incentivi esclusivamente riferita al corrispettivo di valorizzazione, anche se attualmente non è stato ancora chiarito dal GSE come attivare questo incentivo. In questo caso, inoltre, bisogna tenere in conto che i costi di costruzione della linea potrebbero essere molto elevati e non risultare economicamente convenienti.

1.8 Svantaggi delle configurazioni di autoconsumo

L'obiettivo del gruppo è effettuare un autoconsumo reale dell'energia (autoconsumo fisico), riducendo l'acquisto di energia dalla rete e di conseguenza, limitando i prelievi e l'impatto ambientale, ricevendo quindi uno scorporo in bolletta relativo all'energia autoconsumata. Questo obiettivo può essere raggiunto sfruttando una possibilità aggiuntiva, esterna alle configurazioni fornite dal GSE. Collaborando con un trader del mercato energetico, è possibile creare una configurazione di autoconsumo virtuale, questa soluzione calcola ora per ora la differenza tra energia prodotta e consumata nello stesso momento e va a scorporare l'energia virtualmente autoconsumata dal quantitativo finale dei consumi indicati in bolletta, permettendo così una riduzione dei prelievi; questa configurazione verrà descritta nel capitolo 1.10.

Il GSE, tramite le configurazioni di autoconsumo previste nel TIAD, offre una compensazione economica che incentiva l'abbinamento tra produzione e consumo dell'energia, ma non certifica una reale diminuzione dei prelievi energetici; accedendo a questi incentivi l'energia prodotta viene comunque venduta in rete e quella consumata viene acquistata separatamente, senza alcuno scorporo in bolletta. Attualmente l'energia acquistata è soggetta a certificazione verde, quindi è certificata rinnovabile con garanzia d'origine, questo permette di azzerare le emissioni di CO₂ secondo il modello di calcolo market based; ma secondo il modello di calcolo location based invece, nel calcolo delle emissioni di CO₂ per kWh di energia elettrica consumata si utilizza comunque la media di CO₂ per kWh dell'energia disponibile in rete, in quanto, anche sotto certificato verde non si può effettivamente risalire da quali impianti è stata prodotta quell'energia minuto per minuto. Nelle dichiarazioni di sostenibilità è obbligatorio rispettare il criterio della "doppia" reportistica come indicato nelle regole per la pubblicazione delle emissioni scope 2 da Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol) [7], che indica proprio l'obbligo di riportare entrambi gli indicatori di emissioni di gas serra. Lo scorporo in bolletta permetterebbe, oltre ad

attestare una riduzione dei consumi anche di ridurre la quota di emissioni location based e riconoscere gli investimenti nella produzione di energia rinnovabile. Nonostante la costruzione di impianti fotovoltaici sul proprio territorio contribuisca attivamente a rendere l'energia presente in rete più rinnovabile, tale contributo non viene adeguatamente riconosciuto dal punto di vista della sostenibilità.

1.9 Normative e regole operative sull'autoconsumo

Come descritto precedentemente, è possibile rientrare in configurazione di autoconsumo diffuso solamente se l'impianto di produzione si trova all'interno della stessa cabina primaria del punto di prelievo, inoltre, anche trovandosi all'interno della stessa cabina primaria non si va ad effettuare un vero e proprio autoconsumo ma si riceve semplicemente un incentivo. Il TIAD, allegato alla delibera del 27 dicembre 2022 di ARERA, che regola le configurazioni di autoconsumo diffuso è frutto del D.L.G.S. dell'8 novembre 2021 n° 199 che nasce come conseguenza della Direttiva UE 2018/2001. La Direttiva UE 2018/2001 [8], nota anche come Direttiva RED II (Renewable Energy Directive II), è una normativa dell'Unione Europea che stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili nell'Unione, questa direttiva mira a facilitare la transizione verso un sistema energetico più sostenibile. Gli obiettivi principali della direttiva sono:

1. Raggiungere almeno il 32% di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico totale dell'UE entro il 2030;
2. Promuovere l'autoconsumo di energia rinnovabile e incentivare la creazione di comunità energetiche;
3. Stabilire criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni di gas serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa utilizzati dall'UE;

4. Semplificare le procedure amministrative per l'autorizzazione, la certificazione e la connessione alla rete degli impianti di produzione da energia rinnovabili;
5. Fissare un obiettivo vincolante di almeno il 14% di energia rinnovabile nel consumo totale di energia per i trasporti entro il 2030;

Gli stati membri, a seguito di questa direttiva sono tenuti a redigere e attuare piani nazionali per l'energia e il clima specificando come intendono raggiungere gli obiettivi nazionali in linea con la direttiva.

All'interno della direttiva viene data una specifica definizione di "autoconsumatore di energia rinnovabile" che viene definito come: *" un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale"*. Inoltre, indica come gli stati membri devono provvedere affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a: *"produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo"* e che gli autoconsumatori stessi non siano soggetti *"in relazione all'energia elettrica rinnovabile autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella loro disponibilità, a procedure discriminatorie o sproporzionate e a oneri o tariffe"*. Oltre a questo, è specificato che dal 1° dicembre 2026, se la quota complessiva di impianti in autoconsumo supera l'8% in uno stato membro gli stati membri potranno applicare oneri e tariffe agli autoconsumatori.

Recependo questa direttiva, l'Italia ha pubblicato il decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 [9] che ha attuato diverse misure in risposta alle richieste dell'Unione Europea, il presente decreto per quanto riguarda la transizione energetica:

1. Stabilisce obiettivi vincolanti per aumentare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili nel mix energetico;
2. Introduce procedure amministrative semplificate per l'autorizzazione di nuovi impianti di produzione di energia rinnovabile;
3. Supporta la formazione e lo sviluppo delle comunità energetiche, incentivando la produzione, l'autoconsumo e la condivisione di energia rinnovabile;
4. Introduce meccanismi di incentivazione finanziaria per la produzione di energia rinnovabile
5. Implementa misure per aumentare l'efficienza energetica degli edifici e nei processi industriali;
6. Crea meccanismi per il monitoraggio dei progressi verso gli obiettivi fissati, con la possibilità di adeguare le misure in base ai risultati ottenuti.

All'interno del decreto viene data una nuova definizione di Autoconsumatore di energia rinnovabile descritto come: *”Cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto”*; all'articolo 30 viene definito autoconsumatore un cliente finale che *“produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo”*, inoltre viene definito al comma 2.2 che *“l'autoconsumatore può utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e consumarla nei punti di prelievo dei quali sia titolare lo stesso autoconsumatore”*. All'articolo 32 (modalità di interazione con il sistema energetico) comma 3 è indicato come ARERA entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore di questo decreto dovrà adottare i provvedimenti necessari a garantire l'attuazione delle disposizioni tra cui:

- lettera a:” *nei casi in cui gli impianti di produzione e i punti di prelievo sono connessi alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa*

cabina primaria, individua, anche in via forfettaria, il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete”, di conseguenza appare come l’autoconsumo a distanza possa figurare come un’effettiva forma di autoconsumo dove la materia energia prodotta nello stesso istante in cui è consumata non venga conteggiata in regime di vendita e acquisto nei POD accoppiati;

- *lettera c:” individua le modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa”.*

A seguito di questo decreto il 27 dicembre 2022 ARERA ha pubblicato la deliberazione 727/2022/E/eel che approva l’allegato TIAD (Testo Integrato Autoconsumo Diffuso) [3] che stabilisce le disposizioni e le linee guida per l’implementazione e la gestione dell’autoconsumo diffuso di energia. Il TIAD fornisce due nuove definizioni di energia elettrica autoconsumata e di energia elettrica condivisa, in particolare:

- **energia elettrica autoconsumata:** *“è, per ogni ora, l’energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria e individuata secondo quanto previsto dall’articolo 10”.*
- **energia elettrica condivisa:** *“è, in ogni ora e per l’insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l’autoconsumo diffuso, il minimo tra l’energia elettrica immessa ai fini della condivisione e l’energia elettrica prelevata ai fini della condivisione”.*

All'articolo 3.7 vengono specificate le condizioni che devono essere verificate per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso nel caso di autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione, in particolare, nella sezione f viene riportato: "l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione deve essere prodotta da impianti di produzione ubicati nella stessa zona di mercato dove sono ubicate le unità di consumo". Di conseguenza è chiarito che l'energia condivisa va considerata all'interno di una stessa zona di mercato, ma non è chiarito all'interno dell'articolo che l'energia oggetto del servizio di autoconsumo si riferisce esclusivamente all'energia prodotta e consumata all'interno della medesima cabina primaria. Inoltre, l'energia indicata come oggetto di valorizzazione per incentivare l'autoconsumo non entra propriamente in autoconsumo, ma è solo soggetto di incentivazione economica, l'unica configurazione in cui realmente ci si trova in una condizione fisica di autoconsumo è la configurazione di autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza con linea diretta; in questo caso, oltre ad autoconsumare effettivamente l'energia si dovrebbe ricevere anche l'incentivo da parte del GSE come corrispettivo di valorizzazione, anche se la procedura per accedere all'incentivo in questa configurazione non è ancora stata definita. Riguardo allo scorporo in bolletta dell'energia autoconsumata per i clienti domestici come indicato nel decreto, nel TIAD non viene presa posizione, di fatto quindi questa misura non è stata mai applicata e come indicato nella mozione numero 49 della città di Torino approvata in data 11 settembre 2023, ARERA si trova quindi in stato di inadempienza rispetto alle indicazioni date nel D.L.G.S 8 novembre 2021.

Recependo il TIAD il governo ha pubblicato il DM 414/2023 il 7 dicembre 2023 [10] che disciplina le modalità di incentivazione per l'energia condivisa in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile e i contributi PNRR per CER e autoconsumo collettivo; a seguito di questo decreto il GSE ha pubblicato le regole operative per le configurazioni di autoconsumo diffuso e comunità energetiche [11]. Nelle regole operative del GSE viene fatta una distinzione chiara tra energia condivisa autoconsumata ed energia incentivata, dove l'energia elettrica condivisa è il minimo su base oraria tra l'energia immessa in rete dagli impianti produzione e

l'energia elettrica prelevata nel POD di consumo associato dove viene specificato che i punti di connessione devono essere sottesi alla stessa cabina primaria, mentre l'energia incentivata è la parte di energia elettrica autoconsumata prodotta da impianti incentivabili cioè impianti nuovi, alimentati da fonti rinnovabili e di dimensioni inferiori a 1 MW.

Di conseguenza, quindi viene modificata la definizione di energia condivisa che era stata fornita dal TIAD riportata precedentemente in questo capitolo, che veniva delimitata all'interno della zona di mercato e non all'interno dell'area sottesa alla medesima cabina primaria.

In conclusione, quindi, le norme vigenti in termini di autoconsumo risultano stringenti e non consentono lo scorporo in bolletta dell'energia autoconsumata nemmeno all'interno della stessa cabina primaria, di conseguenza, quindi, possiamo affermare che non si tratti effettivamente di autoconsumo ma di incentivo alla contemporaneità dei consumi e produzioni a distanza, che apporta solamente un vantaggio economico a chi ne prende parte, senza ottenere un vantaggio in termini di sostenibilità per i soggetti aderenti. Occorrerebbe che le regole operative e le indicazioni da parte di ARERA venissero aggiornate in modo da apportare un reale vantaggio a tutti gli enti che vogliono attuare queste configurazioni per incrementare il valore sociale di queste iniziative e migliorare la strada verso la transizione ecologica. Riguardo al valore sociale, è da tenere in conto che questi incentivi pesano sulla popolazione come indicato all'articolo 9 comma 9.1 e 9.2 del TIAD, aggiungendosi ai costi per gli oneri generali di sistema, rispettivamente nella componente ASOS e nella componente UC3, di conseguenza queste forme di incentivazione (che comprendono anche le configurazioni delle comunità energetiche) apportano un vantaggio economico per chi ne prende parte, ma vanno a pesare economicamente sul resto della popolazione; se al posto di una semplice compensazione economica, invece, venisse attivato lo scorporo in bolletta senza alcun incentivo vi sarebbe un beneficio per i partecipanti delle configurazioni senza incidere sul resto della popolazione.

1.10 Autoconsumo virtuale con trader

È in fase di studio un nuovo sistema che permette di autoconsumare l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici, indipendentemente dalla loro ubicazione, a distanza. Questo innovativo sistema sfrutta a pieno la nuova normativa TIDE [1], che entrerà in vigore dal primo gennaio 2025.

Questo tipo di contratto rivoluzionario permette di autoconsumare effettivamente l'energia prodotta da impianti fotovoltaici a distanza, generando una riduzione dei consumi fatturati in bolletta; non si tratta quindi solo di un beneficio economico, come previsto dall'ultima normativa sull'autoconsumo diffuso ma offre anche un beneficio tangibile in termini di sostenibilità ambientale. Infatti, l'energia autoprodotta e consumata non contribuisce alle emissioni di CO₂, a differenza dell'energia acquistata con certificato GO (Garanzia di Origine), dove, pur essendo garantita come rinnovabile, non permette di tracciare con precisione l'origine dell'energia prelevata dalla rete, il che implica comunque l'emissione di un certo numero di grammi al kWh di CO₂ emessi, poiché l'energia prelevata da rete, anche in caso di energia garantita con certificato GO va conteggiata nei bilanci di CO₂ aziendali con un'emissione attualmente pari a 301 gCO₂/kWh.

Per attivare questo tipo di contratto è necessario diventare operatori di mercato, un processo che implica numerosi passaggi complessi, dei quali, non è presente letteratura o guida specifica che illustri chiaramente come muoversi tra le nuove norme vigenti. Pertanto, è fondamentale prestare molta attenzione per rispettare tutti gli adempimenti fiscali e normativi richiesti; tra cui le licenze di officina e le accise sull'energia elettrica, garantendo la totale conformità alle leggi vigenti. In collaborazione con una società di trading di energia, sono stati sviluppati alcuni punti fondamentali che devono essere implementati con attenzione per elaborare un primo piano d'azione volto a realizzare questo progetto. Questi punti rappresentano i pilastri di una strategia che mira a sfruttare al massimo le opportunità offerte dalla nuova normativa TIDE,

generando nuovi modelli di sviluppo per aumentare gli investimenti in termini di sostenibilità ambientale.

Per poter svolgere questa attività, ogni società interessata deve seguire i seguenti passaggi:

- 1) Sottoscrivere un contratto con Terna di dispacciamento in immissione: questo contratto riguarda l'energia elettrica prodotta dagli impianti e immessa in rete.
- 2) Sottoscrivere un contratto con Terna di dispacciamento in prelievo: questo contratto si riferisce all'energia elettrica consumata nei vari Punti di Prelievo (POD).
- 3) Sottoscrivere contratti di trasporto con i distributori locali: la società deve diventare intestataria di contratti di trasporto per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica consumata.
- 4) Partecipare ai mercati giornalieri: per il contratto di dispacciamento in immissione e in prelievo, la società deve partecipare ai mercati giornalieri per la programmazione dell'energia elettrica prodotta e consumata. Per fare ciò, è necessario stipulare appositi contratti con il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e accedere alla piattaforma dei mercati giornalieri con i software e le autorizzazioni necessarie. Questa attività sarà svolta con l'aiuto del trader energetico, che opererà nei mercati energetici come soggetto giuridico delegato, in cambio di una quota fissa stabilita per contratto e di una tassa sulle quantità di energia gestite.
- 5) Accedere ai portali dedicati di Terna e del SII (Sistema Informativo Integrato): è fondamentale avere accesso a questi portali per gestire correttamente l'attività
- 6) Gestire le licenze di officina e adempiere agli obblighi fiscali: ogni società deve gestire le proprie licenze di officina e rispettare tutte le normative fiscali; questo include l'associazione delle proprie unità di immissione con le proprie unità di consumo, sotto le quali possono essere collegate altre società del gruppo che utilizzano lo stesso POD.

I principali portali di Terna per la gestione e il monitoraggio dell'energia sono:

1. Gaudì (Gestione Anagrafica Unica degli Impianti): questo portale gestisce l'anagrafica unica degli impianti di produzione, ovvero la registrazione e la certificazione degli impianti di produzione di energia elettrica. Permette agli operatori di registrare, modificare e consultare i dati degli impianti di produzione ed è fondamentale per garantire che gli impianti siano riconosciuti e accettati nella rete di distribuzione.
2. Portale My Terna: piattaforma online per fornire un punto di accesso centralizzato ai servizi e alle informazioni dedicate agli operatori del sistema energetico. In particolare, il portale permette di avviare e gestire pratiche di connessione, gestire i contratti di dispacciamento e partecipare alle aste del mercato elettrico.

Il SII è gestito dall'Acquirente Unico e serve a supportare l'intero sistema elettrico nazionale; i principali portali del SII includono:

1. Portale SII: integra e gestisce i dati relativi ai punti di prelievo e di immissione dell'energia elettrica a livello nazionale, permettendo agli operatori di accedere ai dati anagrafici e tecnici relativi ai punti di prelievo (POD) e ai punti di immissione, facilitando la gestione delle transazioni e dei contratti di fornitura e dispacciamento.
2. Portale GME (Gestore dei Mercati Energetici): supporta le attività di compravendita di energia dei mercati energetici consentendo alle società di partecipare ai mercati elettrici, gestire le transizioni di energia e accedere a dati e report relativi alle operazioni di mercato.

Le formule di calcolo per la condivisione dell'energia sono stabilite attraverso una regolazione delle partite tra le controparti, che avviene tramite accordi tra la società interessata e il trader energetico. Le formule utilizzate sono prese dal TICOOP [12], in quanto rendono passanti le partite economiche che il trader deve sostenere per conto

della società interessata, fatta eccezione per le parcelle previste, che derivano dagli accordi contrattuali tra le due parti.

Nella gestione dei flussi di energia, per quanto riguarda i corrispettivi mensili, il corrispettivo di Acquisto (CA_m) e il corrispettivo di Vendita (CV_m) sono determinati nel modo seguente:

$$CA_m = \sum_{h=1}^N EA_h * P_h$$

$$CV_m = - \sum_{h=1}^N EV_h * P_h$$

Dove:

- $\sum_{h=1}^N$ è la sommatoria estesa alle N ore del mese “m”;
- POI_h = Programma Orario in Immissione;
- POC_h = Programma Orario di Consumo;
- EA_h = energia acquistata dalla società nel periodo h e così determinata se $POI_h \neq POC_h$:

$$EA_h = \max(POC_h - POI_h; 0)$$

- EV_h = energia ceduta dalla società nel periodo h e così determinata se $POI_h \neq POC_h$:

$$EV_h = \max(POI_h - POC_h; 0)$$

- Nel caso in cui $POI_h = POC_h$ viene posto:

$$EA_h = \max\left(\frac{POI_h * (Pz_h - \varphi) - POC_h * (PUN_h + \varphi)}{|POI_h * (Pz_h - \varphi) - POC_h * (PUN_h + \varphi)|}; 0\right)$$

e

$$EV_h = 1 - EA_h$$

Dove il prezzo P_h è così determinato:

$$P_h = \frac{POI_h * (Pz_h - \varphi) - POC_h * (PUN_h + \varphi)}{\max(EA_h; EV_h)}$$

Con:

- PUN_h = Prezzo Unico Nazionale espresso da IPEX nel periodo rilevante h.
- Pz_h = Prezzo di equilibrio della zona Nord espresso da IPEX sul MGP nel periodo rilevante

Dove i prezzi determinati da IPEX (Italian Power Exchange) devono essere espressi in €/MWh.

In particolare, la società che vorrà autoconsumare l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici diventerà a tutti gli effetti un operatore di dispacciamento, mentre il trader sarà soggetto giuridico delegato come operatore di mercato e gestirà tutto quanto necessario per la partecipazione al mercato.

Il modello qui descritto è frutto di primi studi di fattibilità sviluppati in collaborazione con un trader energetico, occorre ancora comprendere come adempiere a tutti gli obblighi fiscali e legali che sono in corso di studio, trattandosi di un meccanismo assolutamente nuovo che si basa sul TIDE che entrerà in vigore dal primo gennaio 2025. Questa possibile innovazione potrebbe rappresentare un punto di svolta senza precedenti fornendo uno strumento che permette effettivamente di autoconsumare l'energia a distanza andando a ridurre significativamente l'impatto ambientale delle società con un riscontro reale riguardo alle emissioni di CO2 in atmosfera, dato che l'energia autoconsumata a distanza non verrà più fisicamente acquistata in bolletta. Inoltre, permette di fornire un reale valore sociale alla popolazione, immettendo in rete energia rinnovabile senza nessun onere aggiuntivo a carico dei consumatori.

Il modello sviluppato verrà utilizzato nelle analisi dei prossimi capitoli.

2 Studio del terreno

2.1 Localizzazione geografica

Il terreno di proprietà soggetto ad analisi di fattibilità per la costruzione di un impianto fotovoltaico a terra si trova a Biella, Strada Cascina Trebbione nel punto indicato sulla mappa “Figura 2-1”.



Figura 2-1 Terreno soggetto ad analisi di fattibilità

In particolare, il lotto di proprietà corrisponde al terreno in “Figura 2-2” ed è sostanzialmente pianeggiante “Figura 2-3”, caratteristica che semplifica la progettazione dell’impianto fotovoltaico e riduce i costi di installazione.

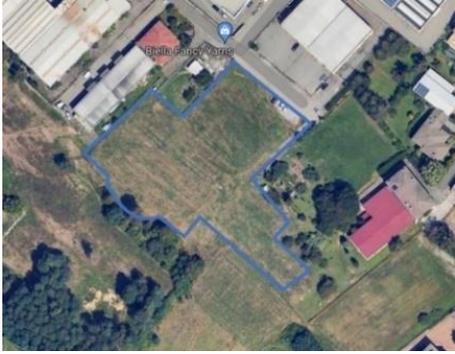


Figura 2-2 Vista del terreno dall'alto



Figura 2-3 Foto del terreno

2.2 Cabina primaria interessata

Una volta definita la localizzazione geografica del terreno occorre analizzare il suo inquadramento catastale, la sua destinazione d'uso e individuare a quale cabina primaria è sotteso. In questo caso il lotto si trova all'interno dell'area sottesa alla cabina primaria AC001E01323 "Figura 1-1", mentre le unità maggiormente energivore del gruppo nella zona limitrofa si trovano in diverse aree nonostante la vicinanza "Figura 2-"; in particolare la nuova sede in Piazza Gaudenzio Sella e la sede storica in via Italia 2 si trovano sottese alla cabina AC001E01327 mentre il lanificio (altra sede molto energivora del gruppo), dove sono presenti numerose società del gruppo come Sella lab e Lanificio Maurizio Sella si trova nell'area sottesa alla cabina AC001E01330.

Ne risulta quindi che non essendo le unità di consumo e le unità di produzione sottese alla medesima cabina primaria non sarà possibile accedere alla configurazione di autoconsumo a distanza se le aree sottese alle cabine primarie non verranno aggiornate.



Figura 2-4 Mappa unità di produzione e di consumo

Ci sarebbe comunque la possibilità di rientrare nella configurazione di autoconsumo con linea diretta, dato che il terreno si trova solamente a circa 1 Km di distanza in linea d'aria dalla sede storica e a circa 1 Km di distanza dal lanificio. Nel caso in studio bisogna considerare però che la linea, dovendo seguire le particolari configurazioni del terreno e della zona raggiungerebbe una lunghezza molto superiore portando il costo della costruzione della stessa a livelli troppo elevati che sposterebbero eccessivamente il volume dell'investimento iniziale. Inizialmente l'impianto, quindi, venderà l'energia prodotta immettendola in rete.

2.3 Inquadramento catastale

Occorre a questo punto analizzare l'inquadramento catastale del terreno, questo va fatto osservando le mappe catastali del comune di interesse "Figura 2-".

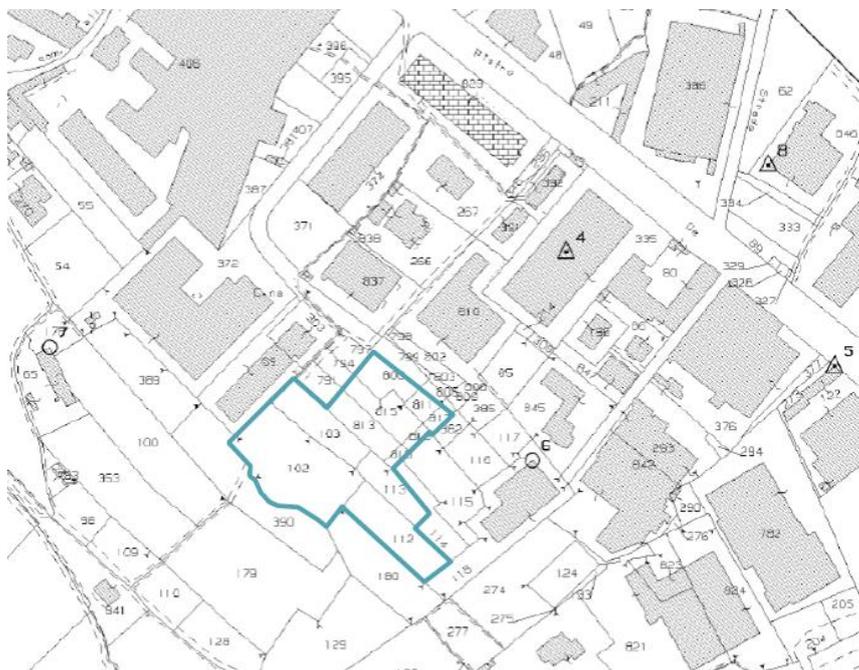


Figura 2-5 Mappa catastale della zona

Il terreno a disposizione è costituito da 11 mappali: 102, 103, 112, 113, 800, 811, 813, 815, 817, 818 e 819 che formano un'area totale di proprietà pari a 7.000m².

Quando è stato fatto lo studio di questo terreno, un impianto fotovoltaico a terra poteva essere costruito in terreni edificabili o agricoli a meno che, come specificato nella deliberazione della Giunta Regionale del 31 luglio 2023, n 58-7356 [13] i terreni agricoli in oggetto non rientrino in aree agricole di elevato interesse agronomico quali gli areali individuati dai disciplinari delle produzioni agricole a Denominazione di Origine Protetta (D.O.P), ad indicazione geografica protetta (I.G.P), a Denominazione di Origine Controllata (D.O.C) e Garantita (D.O.C.G). Inoltre, non possono essere realizzati in aree agricole nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo indicati nella "Carta della capacità d'uso dei suoli in Piemonte". I dati di questa carta per verificare la classe del suolo sono reperibili sul Geoportale della Regione Piemonte [14]. In queste aree, però è comunque possibile l'installazione di agrivoltaico. Per "Agrivoltaico" si intende un impianto che coniuga soluzioni innovative di montaggio dei moduli fotovoltaici elevati da terra (anche prevedendo la rotazione degli stessi), in modo che non compromettano la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale e l'installazione di sistemi di monitoraggio sulla base delle linee guida CREA – GSE che permettano la verifica dell'impatto dell'installazione dell'impianto sulle colture. Il 16 maggio 2024 è entrato in vigore il decreto Agricoltura N.63/2024 [15], il decreto ha introdotto nuovi limiti per le installazioni di impianti fotovoltaici a terra, il presente decreto vieta l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici su tutti i terreni con destinazione d'uso agricola ad esclusione degli impianti finanziati dal PNRR, i progetti di agrivoltaico, quelli previsti in aree come cave, miniere, concessioni ferroviarie e aeroportuali, zone adiacenti alle autostrade e siti industriali.

2.4 Piano regolatore

Si procede quindi con l'analisi del piano regolatore per comprendere la destinazione d'uso del terreno. Nel piano regolatore generale "Figura 2-", si nota come la maggior parte del terreno (parte colorata in verde) è indicata come "zona per attività economiche", quindi, compatibile con la realizzazione dell'impianto; mentre sono presenti 2 parti corrispondenti a parte dei lotti 103, 104 e 112 che rientrano in "Aree per servizi afferenti alle attività economiche S5" cioè, aree adibite alle funzionalità delle attività economiche adiacenti, come ad esempio adibite alla realizzazione di parcheggi utili all'attività economica, mentre la parte a sud del lotto 102 coincide con un'area per "servizi e impianti di interesse generale F", cioè fa parte di un'area destinata ad opere di interesse collettivo per la comunità, questa classificazione impedisce l'utilizzo di questa zona per la costruzione di un impianto fotovoltaico. Il terreno analizzato inoltre non è soggetto a vincoli paesaggistici.

A questo punto occorre quindi procedere con le consultazioni in comune in modo da comprendere come procedere con la progettazione dell'impianto; potrebbe essere richiesto di effettuare compensazioni urbanistiche in quest'area non edificabile o potrebbe essere lasciato il permesso di costruire l'impianto anche in questa zona ma svolgendo opere di riqualificazione in altre zone del territorio.



Figura 2-6 Piano regolatore

Dalle consultazioni con il comune è emerso che è possibile costruire nelle aree identificate come “Aree per servizi afferenti alle attività economiche S5” mentre non è possibile sfruttare la parte di terreno nella parte in basso, indicata come area per servizi e impianti di interesse generale F. Di conseguenza si è proceduto richiedendo un nuovo preventivo alla società costruttrice dell’impianto fotovoltaico in modo da rimuovere i pannelli precedentemente previsti nell’area indicata e ridistribuire i restanti, anche andando a ridurre i corridoi centrali di passaggio che erano stati previsti precedentemente in modo da sfruttare al massimo il terreno a disposizione rimanente, le evoluzioni dei layout degli impianti nel tempo sono descritte nei capitoli successivi della tesi.

2.5 Analisi geologica

L’analisi geologica condotta consiste in una prova penetrometrica in modo da verificare quante battiture occorrono per far penetrare un’asta di infissione nel terreno e fino a quale profondità si riesce a far penetrare la stessa; questo viene fatto per comprendere se i pali di infissione della struttura di sostegno dei pannelli fotovoltaici possono essere battuti. Per effettuare la prova sono stati individuati 5 punti caratteristici del terreno sulla base del primo layout indicativo del progetto, in modo da avere una visione di insieme della sua costituzione “Figura 2-”.

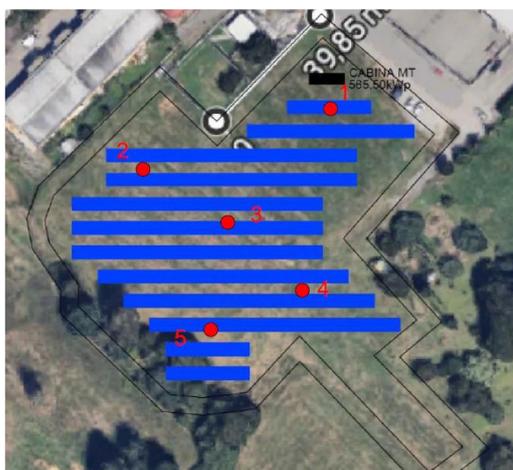


Figura 2-7 Punti caratteristici analisi geologica

Il risultato di questa prova è riassunto in una tabella “Tabella 2-1” che indica quanti colpi sono stati necessari per infilzare nel terreno la barra di prova a diverse profondità fino alla situazione di rifiuto all’infissione.

Tabella 2-1 Risultati prova geologica

Profondità (m)	DPSH 1	DPSH 2	DPSH 3	DPSH 4	DPSH 5
	Nr. Colpi	Nr. Colpi	Nr. Colpi	Nr. Colpi	Nr. Colpi
0,30	5	7	3	6	3
0,60	4	12	5	11	18
0,90	14	17	20	Rifiuto	Rifiuto
1,20	38	Rifiuto	58		
1,50	26		Rifiuto		
1,80	44				
2,10	Rifiuto				

Dalla tabella si nota come le prove sono andate tutte a rifiuto nel primo metro e venti tranne per la prova DPSH1 dove si è raggiunta una profondità di 1,8 m e la prova DPSH 3 dove è stata raggiunta una profondità di 1,5m; la prova ha portato alla luce la presenza di una probabile copertura di depositi alluvionali costituita da ghiaie e sabbie con ciottoli di grandi dimensioni, testimoniata anche dalle immagini scattate in vicinanza del corso d’acqua che passa vicino alla zona “Figura 2-”.



Figura 2-8 *Corso d'acqua al confine del terreno*

Per approfondire la valutazione geologica occorrerebbe a questo punto procedere con tre scavi esplorativi con escavatore, operazione che avrebbe un costo non indifferente e che risulta in questo caso superflua dato che dalla prima prova penetrometrica è piuttosto chiaro che sarà necessario valutare alternative rispetto al tradizionale sistema di fissaggio dei pannelli fotovoltaici con pali infissi nel terreno. Le alternative possibili sono illustrate nei capitoli successivi e prevedono possibili soluzioni con zavorre poggiate a terra o la trivellazione del terreno con successiva incamiciatura in cemento che permetterebbe il fissaggio dei pali seppur con un aumento significativo dei costi d'investimento.

3 Layout progettuale

3.1 Prima proposta di layout

Durante il tempo di attesa per le consultazioni comunali è iniziata la richiesta di preventivi per la realizzazione dell'impianto. La prima ipotesi di layout riportata nell'immagine "Figura 3-1" si costituisce di un impianto con struttura a terra fissa composto da 870 moduli da 650Wp per una potenza totale di 565,5 kWp, i moduli sono orientati a sud e inclinati di 20 gradi rispetto all'orizzontale e distanziati di 3,5m in modo da evitare i mutui ombreggiamenti nel solstizio d'inverno (periodo di minore altezza del sole).



Figura 3-1 Primo layout impianto

I moduli fotovoltaici proposti sono moduli bifacciali Trina Solar TSM-DEG21C.20 650W, composti da 132 celle per una dimensione totale di 2384x1303x33 mm. Inoltre, dalla scheda tecnica [16] vengono rilevati i seguenti parametri importanti:

- NOCT: 43°C ($\pm 2^\circ\text{C}$);
- Coefficiente di temperatura su Pmax: -0,34%/°C;
- Degradazione annua al primo anno: 2%;

- Attenuazione annua della potenza: 0,45%;
- Efficienza del modulo in STC: 20,9 %.

Per ogni struttura di sostegno sono fissati 3 moduli fotovoltaici, la struttura di sostegno è fissata a terra tramite pali infissi nel terreno, questo metodo di fissaggio andrà però confermato successivamente all'analisi geologica.

A questo punto occorre andare ad analizzare la produttività dell'impianto proposto utilizzando il software PVGIS [17] per poter procedere con una prima analisi economica.

In questa configurazione, utilizzando il Typical Metereological Year (TMY) risulta una produttività annua media di circa 739,25 MWh corrispondente per l'impianto a 1328 ore equivalenti.

L'offerta totale prevede:

- Infrastruttura di media tensione di alimentazione impianto;
- Cabina di trasformazione MT/BT;
- Moduli fotovoltaici da 655Wp Bifacciali;
- Inverter di stringa;
- Cavi elettrici di corrente continua dai moduli fotovoltaici fino agli inverter;
- Collegamenti elettrici in corrente alternata;
- Struttura di supporto a terra;
- Accessori di completamento;
- Progettazione esecutiva e redazione documentazione;
- Esecuzione di pratiche di connessione alla rete ENEL / GSE;
- Sistema di monitoraggio remoto.

Il tutto ad un totale di 520.260,00 € più un impianto di illuminazione perimetrale, sistema di sorveglianza, recinzione perimetrale e altre attività tecniche per un totale di

70.200,00€. Inoltre, va aggiunto il costo da sostenere per la connessione definito dal TICA (Testo Integrato Connessioni Attive) [18].

3.2 Definizione costo di connessione

Il costo di connessione dipende dalla distanza dalla cabina MT/BT secondo alcune formule specificate nel TICA, in particolare il costo per la connessione per impianti da fonti rinnovabili è il minor valore tra:

$$A = CPa \cdot P + CMa \cdot P \cdot Da + 100$$

$$B = CPb \cdot P + CMb \cdot P \cdot Db + 6000$$

Dove:

- $CPa = 35 \text{ €/kW}$;
- $CMa = 90 \text{ €/(kW*km)}$;
- $CPb = 4 \text{ €/kW}$;
- $CMb = 7,5 \text{ €/(kW*km)}$;
- $P =$ potenza ai fini della connessione in kW;
- $Da =$ distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione MT/BT espressa in km;
- $Db =$ distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione.

È indicato inoltre che in caso di cavo interrato, i corrispettivi CM vanno moltiplicati per due; invece nel caso in cui la nuova linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, vi è un'ulteriore formula che calcola il corrispettivo per la connessione, che sarà pari al minimo tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_A \cdot P \cdot D_A \cdot \frac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \frac{D_{aereo}}{D_{totale}} + 2 \cdot CM_B \cdot P \cdot D_B \cdot \frac{D_{cavo}}{D_{totale}} + 6000$$

Dove:

- D_{cavo} = lunghezza reale della linea di connessione in cavo interrato;
- D_{aereo} = lunghezza reale della linea aerea di connessione;
- D_{totale} = lunghezza reale della linea di connessione pari a $D_{cavo} + D_{aereo}$.

La somma risultante va versata per il 30% all'atto dell'accettazione del preventivo e per il 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere necessarie alla realizzazione della connessione, nel caso in cui il distributore che realizzerà il progetto sia Enel distribuzione, come indicato sul sito internet del distributore [19].

Dopo la richiesta di nuova connessione, ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) indica 45 giorni per la realizzazione del preventivo, per impianti da 100KW fino a 1MW. A seguito dell'accettazione del preventivo si dichiara l'avanzamento delle autorizzazioni e si procede con la sottoscrizione del regolamento di esercizio. A questo punto, dopo aver installato l'impianto e a valle dei lavori a carico del distributore può essere scelta la data di attivazione dove sono indicati per il completamento della connessione dieci giorni lavorativi. Nel caso specifico di questo impianto, Enel Distribuzione si occuperà della realizzazione della connessione e del collaudo della stessa, per un costo totale pari a 35.000€.

3.3 Analisi economica

Si effettua quindi una prima valutazione economica con un costo di investimento pari a 610.460,00 €, in questa fase il costo di connessione non era ancora stato definito da Enel quindi si è stimato un costo di connessione TICA pari a 20.000€.

Da una preliminare analisi economica di cui si specificheranno meglio le caratteristiche nei capitoli successivi, il PBT (PayBack Time) verrà raggiunto al dodicesimo anno nel caso di vendita dell'energia elettrica in rete a prezzo zonale orario, valutando come prezzo di vendita medio a 15 anni una somma pari a 91

€/MWh. Chiaro è che in caso di possibilità di futuro autoconsumo il flusso di cassa varierebbe considerevolmente in positivo; anche questa analisi verrà affrontata in un capitolo successivo.

I vantaggi di questa tipologia di impianto principalmente sono la sua predisposizione standard (orientamento a sud con fissaggio pali a terra fissati con battitura) che permette di avere un prezzo economicamente più vantaggioso e allo stesso tempo, essendo una tecnologia piuttosto matura, permette di realizzare il progetto in tempi inferiori e di minimizzare la probabilità di imprevisti.

Dopo le analisi geologiche è però emerso che questa configurazione non potrà essere realizzata in quanto non sarà possibile effettuare la battitura dei pali per via della conformazione geologica del terreno, come indicato nella sezione 2.5, questo implica anche l'esclusione di eventuali sistemi a inseguimento solare che necessitano della medesima tecnologia di fissaggio a terra.

3.4 Nuovi layout progettuali

Dopo le analisi geologiche, sono state presentate dalla ditta costruttrice dell'impianto fotovoltaico, tre nuove offerte. La prima di queste prevede la trivellazione del terreno per permettere di inserire i pali infissi con incamiciatura in cemento, questo però comporta rischi maggiori in termini economici poiché i costi di trivellazione possono variare sostanzialmente in base alla conformazione effettiva del terreno; questo prevederebbe quindi una precedente analisi geologica più precisa dove occorrerebbe eseguire uno scavo di profondità di almeno un metro con un escavatore a benna; si aggiungerebbero quindi non solo i costi della trivellazione (39.000,00 €) ma anche i costi aggiuntivi dell'approfondimento geologico. Il costo totale per la realizzazione di questa soluzione è pari a 635.855,00 € più le potenziali spese per le ulteriori analisi geologiche (TICA stimata pari a 20.000€).

La seconda offerta prevede la fornitura e installazione di un impianto sempre rivolto a sud ma fuori terra, con l'installazione di un totale di 850 moduli da 655Wp fissati a tre

su una struttura di supporto a zavorra di cemento regolabile manualmente con un'inclinazione che va dai 5° ai 30° “Figura 3-2”.



Figura 3-2 Struttura con zavorra in cemento regolabile

Questa struttura di supporto, però, fa salire sensibilmente i costi di fornitura che salgono a 590.155,00 €, passando quindi ad un importo di 1.060,00 €/KWp contro gli 890,00 €/KWp dell'impianto precedente. Portando ad un totale investimento pari a 680.355,00 € e ad un PBT a 21 anni (TICA stimata pari a 20.000€).

Il terzo layout “Figura 3-3” prevede invece una soluzione innovativa costituita da 952 moduli da 655Wp montati in configurazione Est-Ovest per un totale di 623,56 KWp.

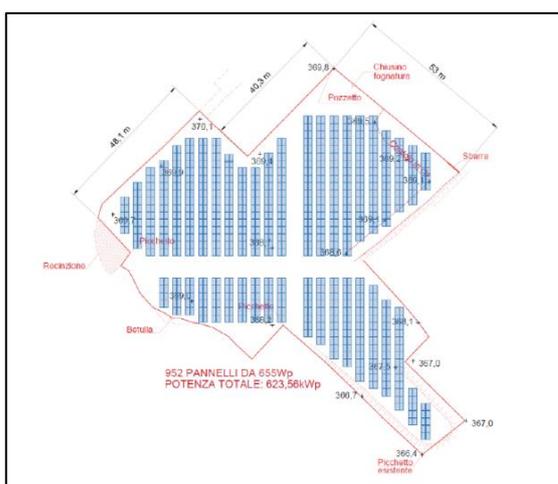


Figura 3-3 Primo layout in configurazione Est-Ovest

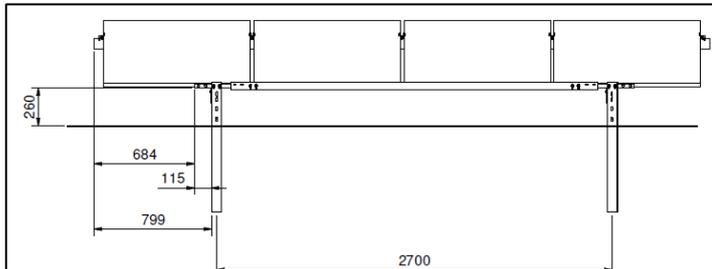


Figura 3-5 Vista laterale struttura di supporto

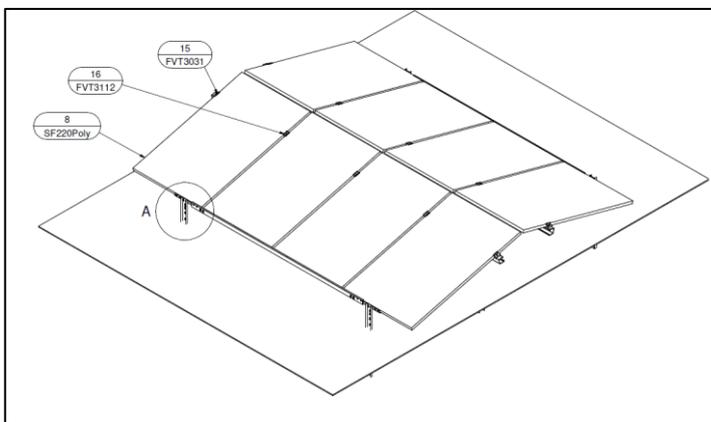


Figura 3-6 Vista tridimensionale struttura di supporto

La configurazione Est-Ovest, inoltre, permette di ridurre l'importo speso per kWp installato, che si riduce a 870,00 €/kWp e che permette quindi di installare 58,06 kWp in più di potenza ad un prezzo di fornitura pari a 542.497,20 €.

La produttività per kWp installato ovviamente è inferiore in quanto la perpendicolarità tra l'irraggiamento solare e la superficie dei pannelli non è rispettata nelle ore di maggior irraggiamento, ma è maggiormente rispettata invece nelle ore del mattino e della sera sulla quale verranno approfondite le implicazioni nei capitoli successivi.

La produttività totale di questo impianto, stimata con l'ausilio del software PVGIS utilizzando sempre il TMY è pari a 691,27 MWh annui, corrispondenti per l'impianto a 1109 ore equivalenti; inferiore quindi ai 739,25 MWh nel caso dell'impianto rivolto a Sud. Procedendo quindi con l'analisi economica si ottiene un PBT per questo impianto raggiunto al dodicesimo anno. Il PBT di questa configurazione sarebbe

quindi inferiore rispetto alla configurazione con orientamento a Sud con zavorra regolabile restando comunque molto elevato.

Riassumendo, le configurazioni analizzate hanno portato ai risultati riassunti in “Tabella 3-1”

Tabella 3-1 Confronto configurazioni impianto

Tipologia impianto	Potenza impianto	Costo	Produttività annua	PBT
Sud - trivellazione e incamiciatura	556,75 kW	635855,00 €	739,25 MWh	12 (escluse spese per ulteriore analisi geologica)
Sud - fissaggio con zavorre	556,75 kW	660355,00 €	739,25 MWh	13
Capannina Est-Ovest	623,56 kW	542497,20 €	691,27 MWh	12

Occorre dunque proseguire l’analisi rispetto alle ultime due configurazioni considerando i diversi vantaggi e svantaggi che presentano queste due soluzioni andandole a confrontare anche al di fuori degli aspetti progettuali. Di conseguenza si è proceduto con un confronto basato sull’analisi delle possibili future evoluzioni che il PUN e il prezzo zonale nord avranno negli anni in relazione alla variazione di prezzo durante le ore della giornata. Si è inoltre andato ad analizzare come varierebbe il business plan di queste due configurazioni in caso di vendita in rete, autoconsumo diffuso tramite incentivo da parte del GSE e autoconsumo tramite accordi con i trader del mercato energetico, oltre che ad una possibile soluzione innovativa con storage per il trading fisico dell’energia

4 Analisi sul prezzo dell'energia

4.1 Il PUN e i prezzi zionali

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) rappresenta il costo medio ponderato dell'energia elettrica sul territorio nazionale; il suo valore è influenzato da una molteplicità di fattori, tra cui l'equilibrio tra domanda e offerta, i costi di produzione dell'energia, la situazione geopolitica e le dinamiche di interconnessione tra le diverse zone di mercato esistenti nel nostro paese. L'Italia è divisa in sette zone di mercato per via della tipica forma stretta e allungata che rende più difficile la connessione tra le diverse porzioni del sistema elettrico. Se il transito di energia elettrica tra due zone non arriva a saturare la capacità di interconnessione le due zone avranno lo stesso prezzo di mercato, se invece la capacità di interconnessione tra due zone arriva a saturarsi si generano due differenti prezzi di mercato, la zona esportatrice avrà un prezzo più basso mentre la zona importatrice avrà un prezzo più alto. Nel grafico riportato in basso "Figura 4-1" possiamo osservare l'evoluzione del PUN medio annuo dal 2015 ad oggi. Nel 2020, a causa della contrazione della domanda dovuta alle chiusure per via della pandemia e del prezzo del gas molto basso i prezzi dell'energia hanno raggiunto il minimo dal 2015. Nel 2021 e 2022 invece, a causa del forte rialzo delle materie prime e della situazione geopolitica si sono registrati i prezzi più alti.

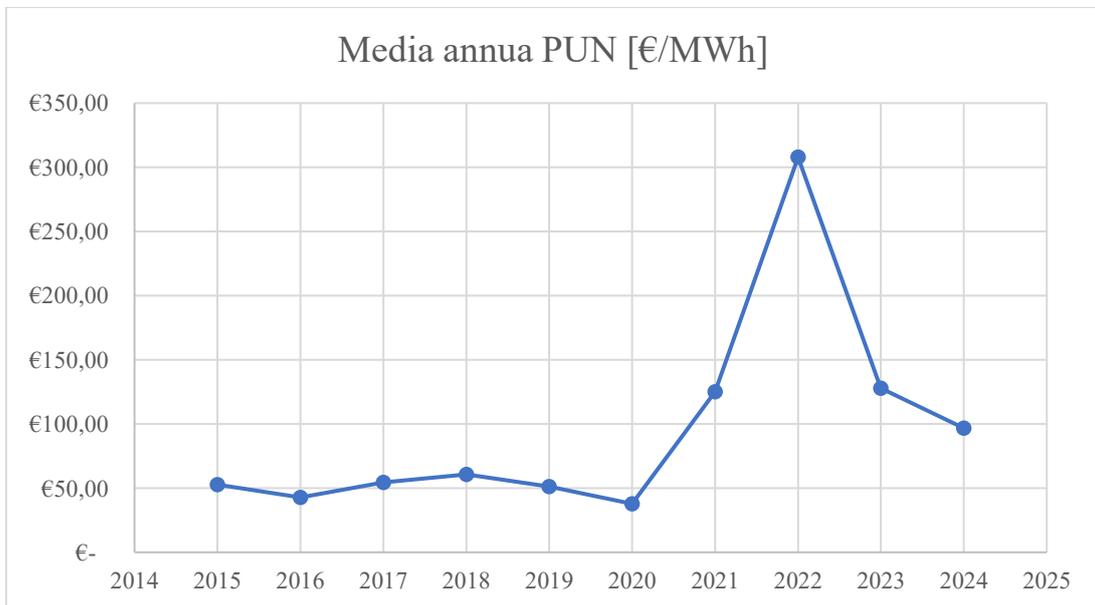


Figura 4-1 Media annua storica del prezzo unico nazionale

L'incremento del PUN registrato tra gli anni 2021 e 2023 ha aumentato considerevolmente la resa economica degli impianti fotovoltaici installati, permettendo di incassare più di 3 volte i guadagni preventivati per questi anni; andando quindi a ridurre il PBT degli impianti in operazione. Dal punto di vista dei produttori di energia rinnovabile questo aumento del PUN ha significato un grande vantaggio e ha portato a un aumento degli investimenti nel settore soprattutto per quanto riguarda gli impianti di grande scala, la potenza installata in Italia, infatti, sta attualmente registrando un picco di installazioni paragonabile a quello degli anni 2009 – 2012 corrispondenti con il periodo tra il secondo e il quarto conto energia “Figura 4-2” [20].

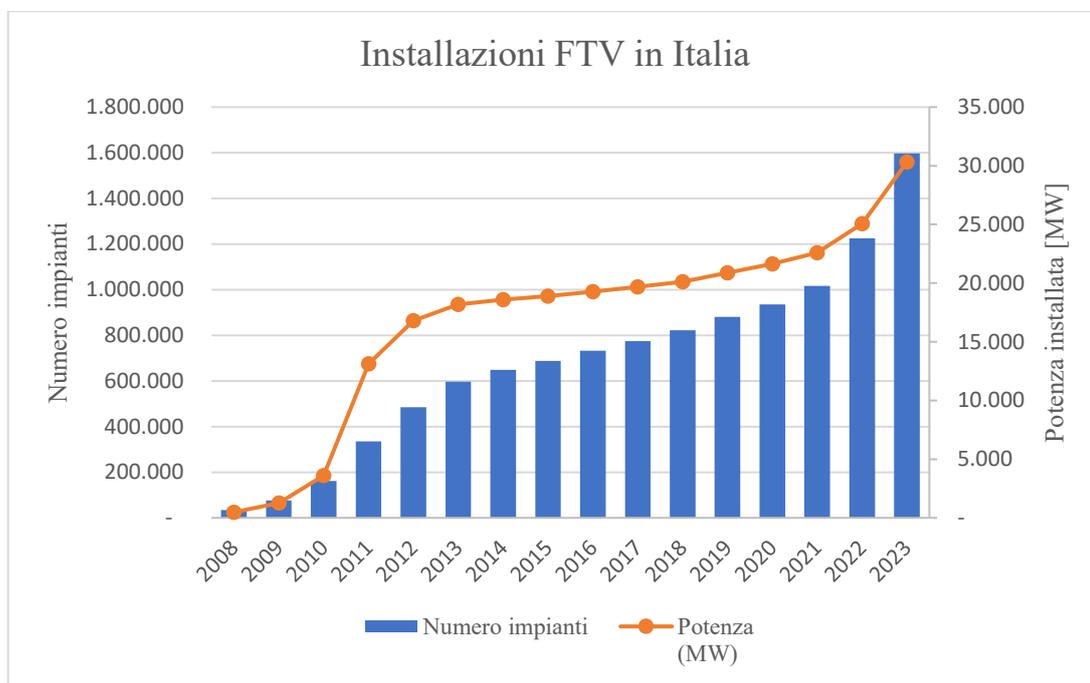


Figura 4-2 Evoluzione storica dell'installazione di impianti fotovoltaici in Italia

La potenza installata tra gli anni 2022 e 2024 è cresciuta considerevolmente, soprattutto per via dell'aumento di installazioni di impianti fotovoltaici a terra.

Da un modello basato sulla generazione localizzata si sta passando sempre più velocemente verso un modello di generazione distribuita; molti impianti fotovoltaici ed eolici verranno collegati alle reti di distribuzione e inoltre prenderanno piede modelli di generazione in grado di dialogare con la rete in entrambe le direzioni di flusso cosicché anche gli utenti connessi alla rete in bassa e media tensione offriranno servizi ancillari per la gestione di congestioni della rete. Si svilupperanno nuovi servizi di demand response che vedranno la partecipazione dei DSO (Distribution System Operator) sia in forma diretta che indiretta e aumenteranno i sistemi di accumulo installati sul territorio nazionale in modo da gestire le congestioni della rete; a questo scopo si svilupperanno i sistemi di G2V (Grid To Veicle) e V2G (Veicle To Grid) intelligenti in modo da utilizzare le stesse batterie delle auto come regolazione della rete.

Queste novità saranno sviluppate anche grazie all'introduzione del prezzo quartorario, si passerà quindi da una market time unit (MTU) di un ora ad una di 15 minuti. Ci saranno quindi a 96 aste quartorarie giornaliere per quanto riguarda il Mercato del Giorno Prima (MGP) e avremo un aumento proporzionale delle sessioni del mercato intraday. In definitiva, dal 1° gennaio 2025 tutto il mercato elettrico sarà adeguato a questa nuova suddivisione oraria, con prezzi zonali che diventeranno quartorari; inoltre, comincerà un processo di graduale abbandono del PUN anche per i consumatori per lasciare spazio solamente ai prezzi zonali. La divisione quartoraria permetterà di distribuire segnali di prezzo più precisi incentivando investimenti soprattutto su nuovi impianti di accumulo; inoltre offrirà la possibilità di gestire meglio la programmazione della produzione per gli impianti in modo da poter offrire maggiore flessibilità in caso di necessità; il prezzo quartorario permetterà quindi di avere una migliore integrazione delle risorse intermittenti nel sistema energetico. L'Italia conta al momento sette zone di mercato: Nord, centro-nord, centro-sud, sud, Calabria, Sicilia, Sardegna. L'ultima revisione delle zone italiane è avvenuta il 1° gennaio 2021, c'è quindi da aspettarsi che dopo i cambiamenti che avverranno a inizio 2025 ci sia un'ulteriore rivisitazione delle zone.

4.2 EU ETS e il pacchetto Fit-for-55

Il sistema di scambio di quote di emissioni dell'UE (EU ETS) è lo strumento fondamentale dell'UE per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra [21] nella comunità europea. Questo sistema fissa il prezzo del carbonio; ogni anno i soggetti interessati all'ETS devono acquistare quote corrispondenti alle loro emissioni di gas a effetto serra. Ogni anno è fissato un massimale relativo al numero di quote immesse sul mercato per l'anno in questione e per ciascun anno; questo massimale diminuisce di anno in anno in modo da incentivare finanziariamente le imprese a ridurre le emissioni. Determinati settori esposti al rischio di delocalizzazione delle emissioni di carbonio ottengono quote a titolo gratuito a sostegno della loro competitività.

Questo strumento di scambio di emissione di quote è uno dei più grandi mercati del carbonio del mondo. L'EU ETS riguarda circa il 40% delle emissioni totali dell'UE; questo sistema è stato introdotto nel 2005 e da questa data le emissioni dell'UE sono state ridotte del 41% nei settori interessati.

Nell'aprile 2023 l'UE ha adottato formalmente una revisione all'EU ETS con il pacchetto "Fit-for-55" dove l'obiettivo di ridurre le emissioni dell'UE di almeno il 55% entro il 2030 diventa un obbligo giuridico. I settori attualmente interessati dal pacchetto "Fit-For-55" sono: produzione di energia elettrica e calore, settori industriali ad alta intensità energetica e aviazione commerciale, i quali interessano circa 10.000 imprese.

Con la nuova riforma sono stati introdotti obiettivi più ambiziosi per la riduzione delle emissioni passando da un obiettivo di -43% entro il 2030 ad un obiettivo di -62%, inoltre è prevista una riduzione più rapida del massimale di emissioni con una diminuzione delle quote sul mercato pari a 117 milioni di quote nel corso di due anni.

L'ETS inoltre verrà esteso a nuovi settori:

- Trasporti marittimi: introdotta gradualmente tra il 2024 e il 2026
- Edifici, trasporto stradale, combustibili per altri settori

Inoltre, è prevista l'eliminazione graduale delle quote a titolo gratuito per determinati settori e l'introduzione del meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere in modo da evitare la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Vengono messi a disposizione due fondi per aumentare i finanziamenti per decarbonizzare i settori interessati dal sistema ETS: il fondo per la modernizzazione e il fondo per l'innovazione. I fondi includono 65 miliardi di euro per fare fronte all'impatto della fissazione del prezzo del carbonio dell'ETS proposto per gli edifici, il trasporto stradale e i combustibili per altri settori.

Questo sistema porterà in futuro ad un probabile aumento del prezzo del carbonio che potrebbe superare i 100 €/ton e che quindi sosterrà il passaggio alle fonti rinnovabili nel settore industriale.

L'aumento delle fonti rinnovabili si prevede provocherà un'oscillazione del prezzo dell'energia, che subirà un significativo ribasso del prezzo nelle ore centrali della giornata per poi aumentare nelle ore serali. Da numerose ricerche che verranno illustrate nei capitoli successivi emerge che nei prossimi anni questa oscillazione aumenterà sempre di più portando a numerose conseguenze nell'evoluzione del sistema energetico e alle analisi economiche per la messa a terra di impianti fotovoltaici.

4.3 Modelli previsionali

A partire da questi aspetti di evoluzione del panorama energetico è possibile costruire modelli previsionali per stimare le future variazioni dei prezzi zonal dell'energia, ipotizzando differenti scenari di sviluppo del settore. In questo senso RSE, nel 2022, ha svolto un'analisi molto dettagliata creando una previsione sulle possibili evoluzioni future del prezzo dell'energia [22]. È stato costruito per prima cosa uno scenario base, e su questo sono state svolte analisi di sensitività dove sono stati individuati 3 possibili scenari futuri di prezzo prendendo in considerazione i fattori più significativi come: i prezzi del gas, i prezzi dei permessi di emissione di CO₂, il mancato phase-out del

carbone, l'incremento di fonti a energia rinnovabile e la loro distribuzione sul territorio nazionale. I tre scenari sono stati sviluppati per l'anno 2025 e per l'anno 2030. La prima sensitività al 2025 (scenario Low) considera un prezzo del gas e prezzi di emissione di CO2 più bassi rispetto allo scenario base tenendo in considerazione la possibilità di tornare a uno scenario simile a quello precedente al 2020, la seconda sensitività invece (scenario High) prevede un prezzo del gas e prezzi di emissione di CO2 più alti rispetto a quelli dello scenario base, infine la terza sensitività (scenario Coal) ipotizza la presenza di tutti gli impianti a carbone sul territorio nazionale ancora attivi al 2025 considerando l'incremento dei prezzi del gas dopo la guerra in Ucraina che ha reso molto più vantaggiosa la produzione di energia con centrali a carbone nonostante il prezzo dei permessi di emissione di CO2.

Dalla costruzione di questi scenari, per il 2025, risulta il mix energetico riportato in figura "Figura 4-3".

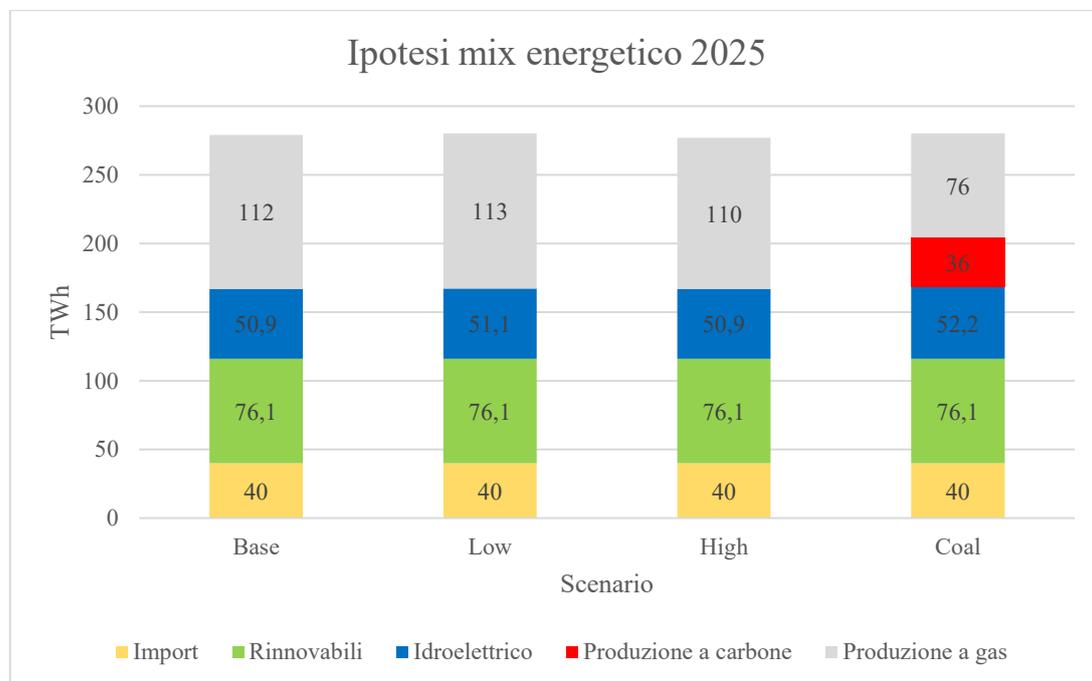


Figura 4-3 Scenari previsti da RSE per il mix energetico al 2025

Con una suddivisione della produzione da fonti rinnovabili dove la produzione solare al 2025 è pari a 43.5 TWh, quella eolica a 32,6 TWh mentre quella idroelettrica compresa tra 50,9 TWh e 52,2 TWh “Figura 4-4”.

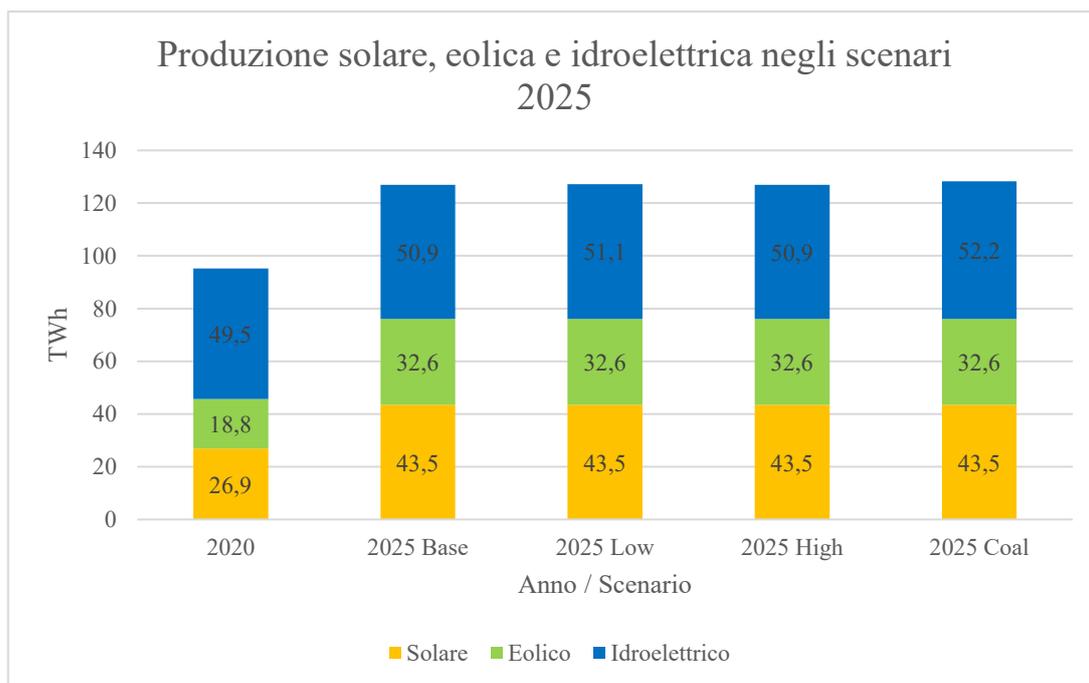


Figura 4-4 Scenari previsti da RSE per il mix energetico da fonti rinnovabili al 2025

Per quanto riguarda invece lo scenario di prezzo al 2030 è stata presa in considerazione una diversa distribuzione degli impianti eolici e fotovoltaici sul territorio nazionale considerando un diverso incremento di capacità installata totale e di ripartizione tra installazioni a terra e a tetto. Nello scenario A vi è una distribuzione equilibrata di fotovoltaico tra tetto e terra e tra nord e sud del paese, nello scenario B si considera una maggiore presenza di fotovoltaico a terra e al sud Italia, mentre nello scenario C viene immaginata una distribuzione di fotovoltaico equilibrata tra nord e sud ma principalmente caratterizzata da installazioni a terra; inoltre, per lo scenario B, è stato costruito un altro possibile scenario che considera un livello di import più elevato al 2030 rispetto al valore ipotizzato per gli altri scenari, pari a 52 TWh a fronte dei 28 TWh ipotizzati per gli altri scenari. Il mix energetico risultante porta ad un sostanziale aumento della produzione da fonti rinnovabili tenendo in considerazione lo sviluppo

futuro di sistemi di accumulo e impianti Power to X “Figura 4-5”.

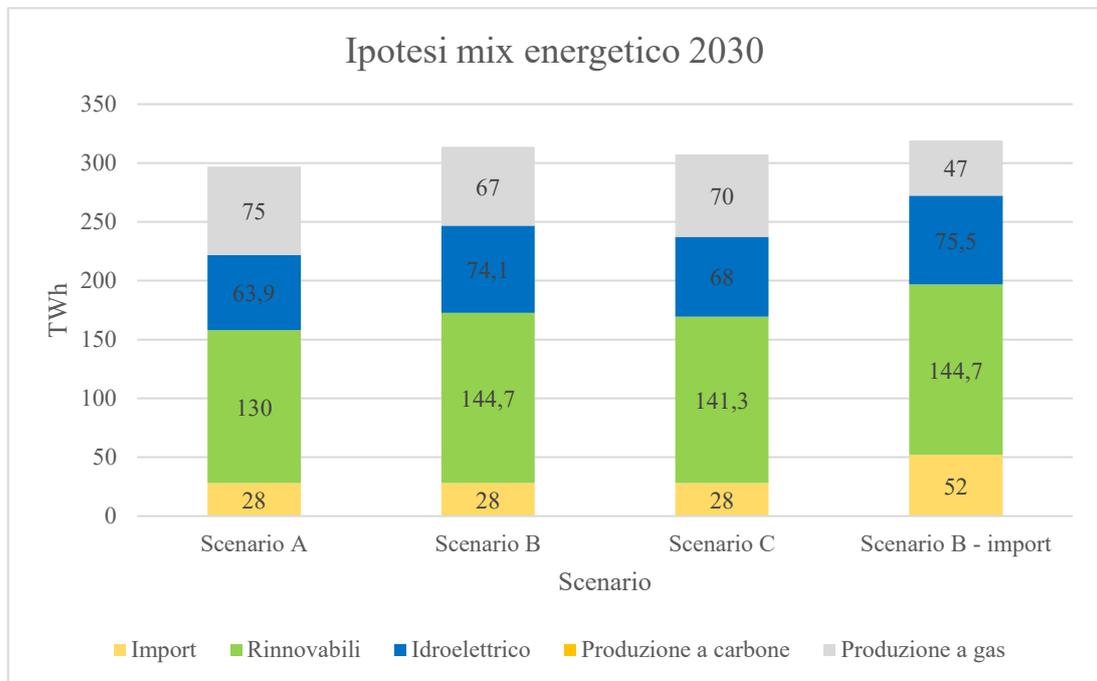


Figura 4-5 Scenari previsti da RSE per il mix energetico al 2030

Al 2030 lo scenario B con import alto è quello con maggior livello di produzione solare, eolica e idroelettrica pari rispettivamente a 98,5 TWh, 46,2 TWh e 75,5 TWh. Lo scenario con livelli di produzione da rinnovabili minore è invece lo scenario A con 86,2 TWh di solare, 43,8 TWh di eolico e 63,9 TWh di idroelettrico “Figura 4-6”.

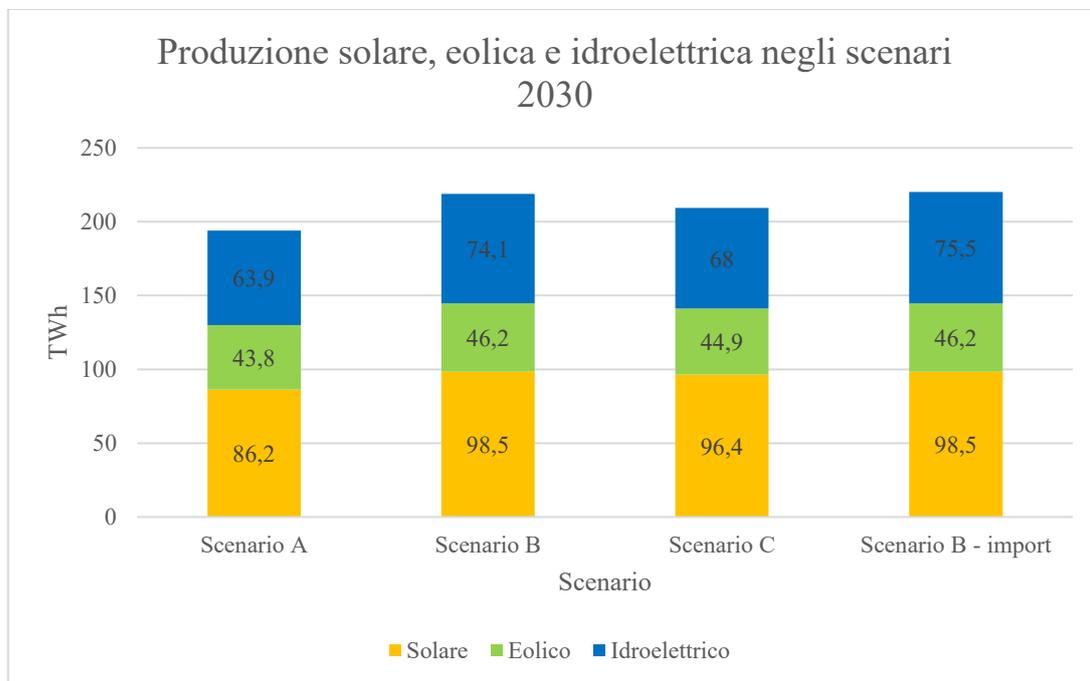


Figura 4-6 Scenari previsti da RSE per il mix energetico da fonti rinnovabili al 2030

Per ricapitolare, la produzione da fonti rinnovabili per l'anno 2025 e 2030 è riportata nel grafico sottostante "Figura 4-7".

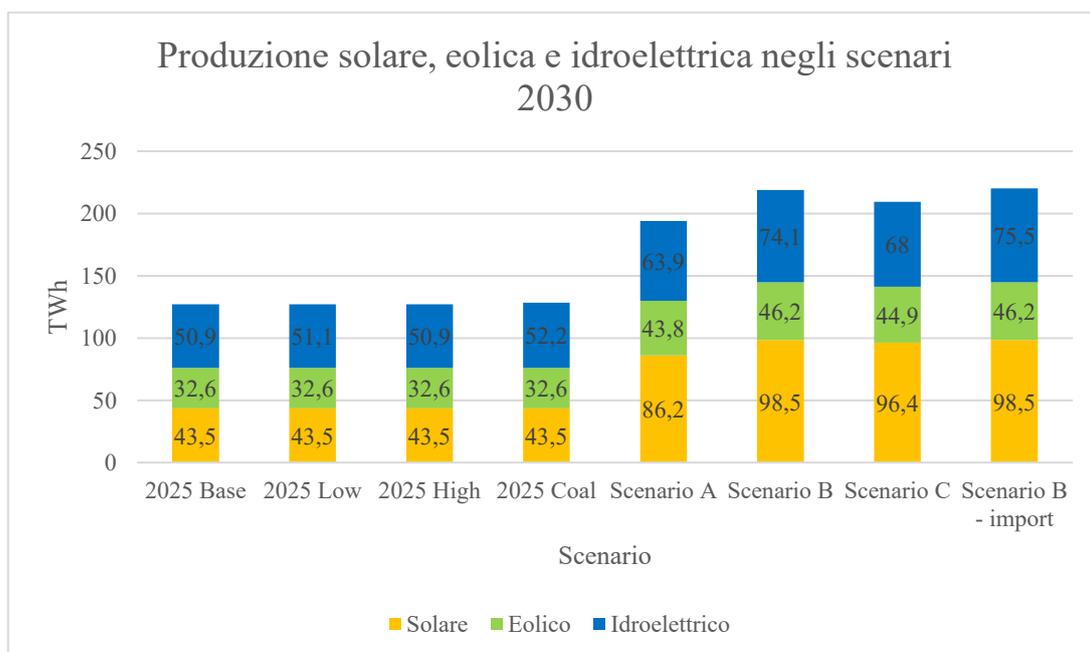


Figura 4-7 Scenari previsti da RSE per il mix energetico da fonti rinnovabili 2025/2030

Data la considerevole quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili è inoltre necessario considerare la necessità di nuove infrastrutture elettriche per il 2025 e il 2030. Tra il 2025 e il 2030 verrà potenziata la rete di trasmissione per consentire un più efficiente trasporto di energia tra le zone di mercato, soprattutto tra la zona sud e le zone nord del paese. Verrà inoltre aumentata la capacità di accumulo utility scale sia centralizzati che distribuiti in modo da aumentare la resilienza del sistema di trasmissione. Al 2030 inoltre è necessario prevedere l'entrata in funzione di impianti Power-to-X per la produzione di gas come metano e idrogeno che svolgeranno un ruolo chiave sull'aumento della flessibilità del sistema energetico.

Nel 2025 e soprattutto nel 2030 è prevista inoltre una crescente domanda elettrica correlata all'elettificazione in tutti i settori; in particolare nel settore dei trasporti dove si ipotizza di avere 8 milioni di autovetture elettriche suddivise tra BEV e PHEV [22]. In particolare, la domanda elettrica è prevista essere pari al 56% distribuita nella zona nord "Figura 4-8".

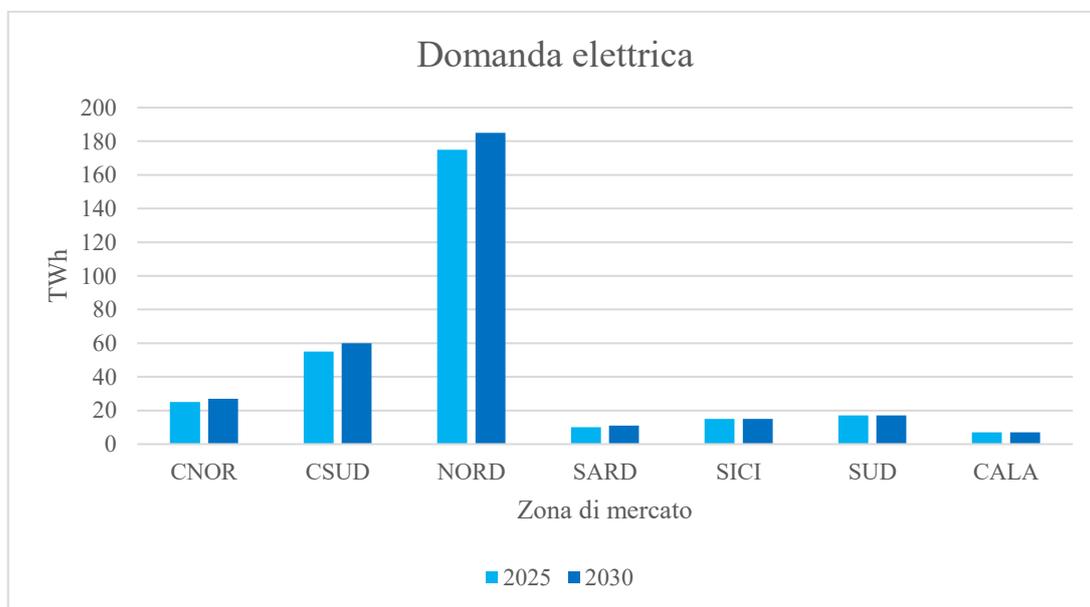


Figura 4-8 Previsione RSE della domanda elettrica nelle zone di mercato

Nel documento presentato da RSE è descritta nel dettaglio la procedura di calcolo effettuata per effettuare la proiezione dei prezzi di mercato al 2025 e al 2030; punto di

partenza di tale procedura è valutare il Clean Spark Spread (CSS) e le sue possibili evoluzioni future; in quanto la domanda energetica italiana è per più del 50% soddisfatta da impianti a ciclo combinato a gas; il CSS è calcolato come:

$$CSS = PUN - \frac{P_g}{\eta_{el}} - N_{cc} \cdot P_{cc}$$

Dove:

- PUN = Prezzo di mercato dell'elettricità;
- P_g = Costo del gas;
- η_{el} = Rendimento elettrico impianti;
- N_{cc} = Numero crediti di carbonio necessari per coprire le emissioni;
- P_{cc} = Prezzo dei crediti di carbonio;

Avendo quindi a disposizione i dati storici del prezzo elettrico, prezzo del gas e prezzo dei permessi di CO₂ è possibile calcolare il CSS degli impianti CCGT (Combined Cycle Gas Turbines) che viene poi correlato al load factor degli impianti a gas. Seguendo questa metodologia presentata in [22] è possibile poi calcolare il costo medio annuo di produzione dei CCGT partendo dai prezzi dei permessi di CO₂ e i prezzi medi del gas; sommando a tale costo il CSS è possibile stimare un prezzo medio annuo dell'energia che risulta molto differente nei diversi scenari analizzati.

4.4 Stima prezzo dell'energia 2025

In particolare, per l'anno 2025 i prezzi medi dell'energia per i diversi scenari vengono riportati in "Tabella 4-1".

Tabella 4-1 Prezzi medi dell'energia nei diversi scenari RSE al 2025

	Prezzo medio annuo 2025 €/MWh
Scenario Base	162,45
Scenario Low	51,92
Scenario High	243,06
Scenario Coal	159,51

A partire da questo prezzo è poi possibile, utilizzando specifiche tecniche matematiche descritte in [23], calcolare i prezzi orari zionali giornalieri che dipenderanno dalla produzione rinnovabile, dalla presenza di storage, dalla produzione termoelettrica e idroelettrica.

Viene qui riportato il profilo orario mediato sull'anno del prezzo giornaliero dell'energia per quanto riguarda lo scenario base al 2025 calcolato dalla ricerca di RSE [22] "Figura 4-9".

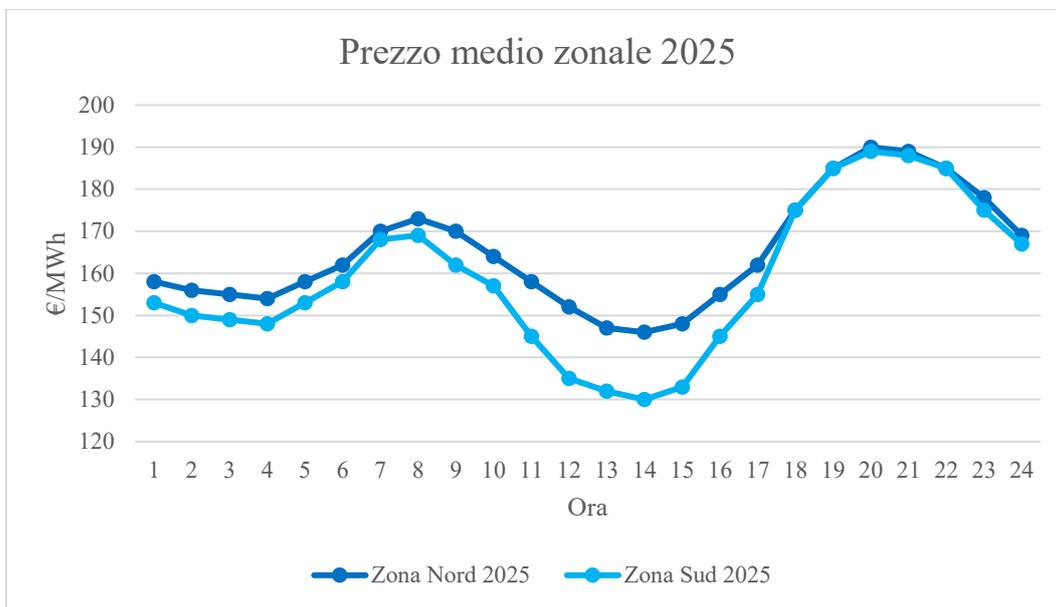


Figura 4-9 Prezzo medio orario zonale previsto dalla ricerca RSE al 2025

Viene messo in risalto come la penetrazione delle fonti rinnovabili porterà ad un sempre più sostanziale avvallamento della curva giornaliera di prezzo, questa distorsione della curva si verificherà soprattutto nelle zone con la maggior presenza di impianti fotovoltaici, la curva varierà inoltre in base alle zone di mercato; ne risulta quindi che la curva oraria della zona nord sarà più piatta di quella della zona sud dove la distorsione della curva sarà nettamente maggiore.

Oltre a questo, è previsto un aumento delle ore con prezzo zero anche perché non si prevede una quantità sufficiente di storage tanto da evitare i periodi di over generation, proprio per questo, quindi, l'aumento delle ore a prezzo zero è previsto per tutte le zone proporzionalmente all'incremento di produzione rinnovabile, in particolare al 2025 nella zona sud sono previste più di 250 ore all'anno con prezzo dell'energia pari a zero, mentre nella zona di mercato nord sono previste una decina di ore a prezzo zero [22]. In tutti gli scenari analizzati la zona Nord presenta il prezzo maggiore, mentre la zona Sud è sempre inferiore alla media dei prezzi zonali.

4.5 Stima prezzo dell'energia 2030

Per quanto riguarda l'anno 2030 il prezzo medio annuo è previsto in discesa in tutti gli scenari analizzati, per via dell'aumento della generazione da fonti rinnovabili e la riduzione del load factor annuale dei cicli combinati, ma è chiaro che questo dipenderà da numerosi fattori dovuti anche allo scenario geopolitico che ha avuto repentini cambiamenti soprattutto negli ultimi anni, le proiezioni dei prezzi medi per i diversi scenari sono riportate in "Tabella 4-2".

Tabella 4-2 Prezzi medi dell'energia nei diversi scenari RSE al 2030

	Prezzo medio annuo 2030 €/MWh
Scenario A	88,94
Scenario B	88,46
Scenario C	88,64
Scenario B import	85,46

Per quanto riguarda lo scostamento di prezzo giornaliero invece, questo risulterà essere sempre più marcato e si spanderà per più ore nell'arco del centro giornata; ne risulta quindi che in tutti gli scenari (tranne lo scenario B con bassa penetrazione di fotovoltaico al nord), si avrà una forma ad U molto accentuata compresa la zona di mercato Nord. In figura viene riportato il prezzo medio giornaliero nel caso dello scenario A per la zona Nord, per la zona sud e la media dei prezzi zionali italiana" Figura 4-10".

La media italiana dello scenario A verrà poi utilizzata per svolgere le analisi successive sulla remunerazione della produzione da energia fotovoltaica nei capitoli successivi.

Aumenterà di conseguenza sempre di più anche il numero di ore a prezzo zero che nella zona Nord, nel caso dello scenario A si prevede verrà raggiunto più di 200 ore l'anno mentre nella zona sud arriverà a quasi 400 ore l'anno. Anche al 2030 la zona nord farà registrare il prezzo maggiore rispetto alle altre zone in tutti gli scenari.

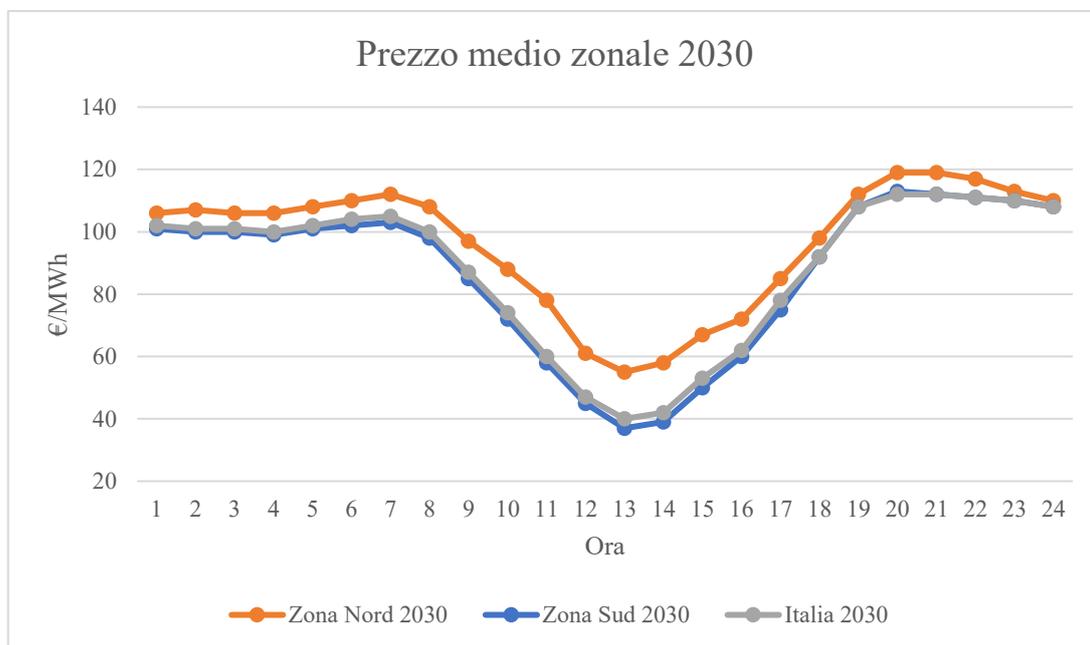


Figura 4-10 Prezzo medio orario zonale previsto dalla ricerca RSE al 2030

Partendo da questa analisi e considerando che dal 1° gennaio 2025 i prezzi zonalì passeranno da orari a quattorari è prevedibile che questo avvallamento giornaliero si rimarchi sempre di più, arrivando ad avere una differenza tra prezzo massimo e prezzo minimo per una giornata, sempre più grande.

Un'altra ricerca, svolta da A2A [24] mostra come questo avvallamento del prezzo del PUN nel centro giornata sarà sempre più marcato, evidenziando inoltre una diminuzione del prezzo dello stesso fino ad una media compresa tra 60 e 70 €/MWh nel 2030. La previsione di prezzo giornaliero del PUN studiata per l'anno 2030 ha dato in questo caso come risultato la curva riportata in "Figura 4-11".

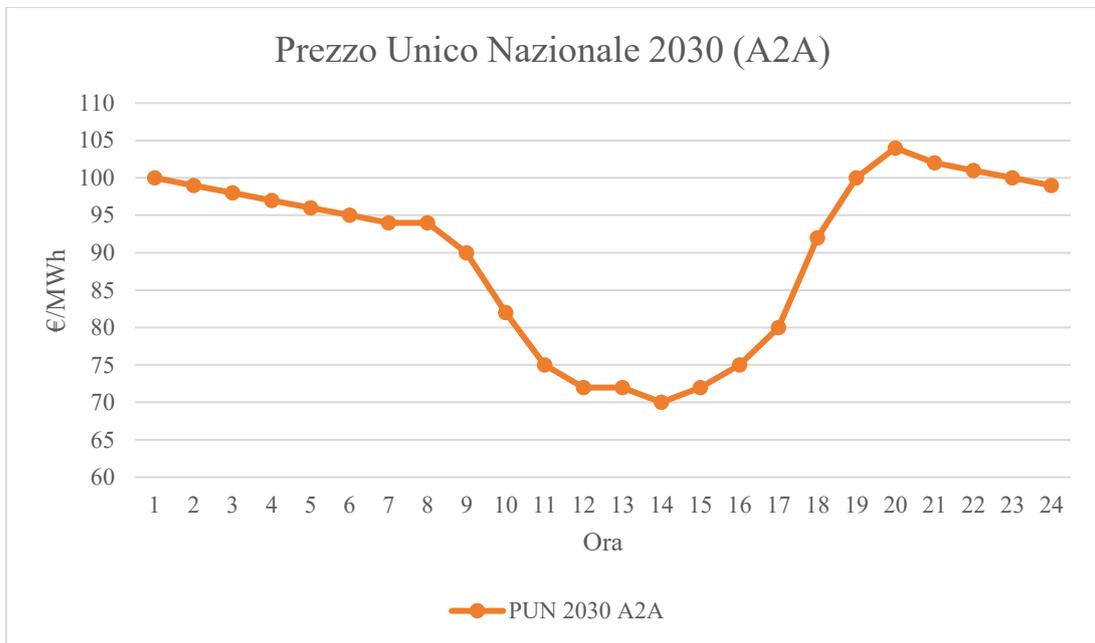


Figura 4-11 Prezzo medio orario nazionale previsto dalla ricerca di A2A al 2030

In questo studio la differenza tra prezzo minimo e prezzo massimo giornaliero è più contenuta rispetto alla ricerca svolta da RSE, inoltre, in questo caso è stata fatta anche una previsione di prezzo per l'anno 2050 dove, la differenza tra massimo e minimo non aumenta significativamente, ma si ha una generale diminuzione del prezzo medio. È comunque da considerare che una previsione all'anno 2050 è soggetta a numerosissime variabili e che quindi risulta non applicabile allo studio che si vuole svolgere in questa tesi.

4.6 Analisi storica della variazione giornaliera di prezzo

Allo stato attuale, la fluttuazione del PUN durante il giorno è stata già piuttosto evidente, viene riportato in questo senso il PUN orario mediato per ogni stagione per l'anno 2023 “Figura 4-12”.

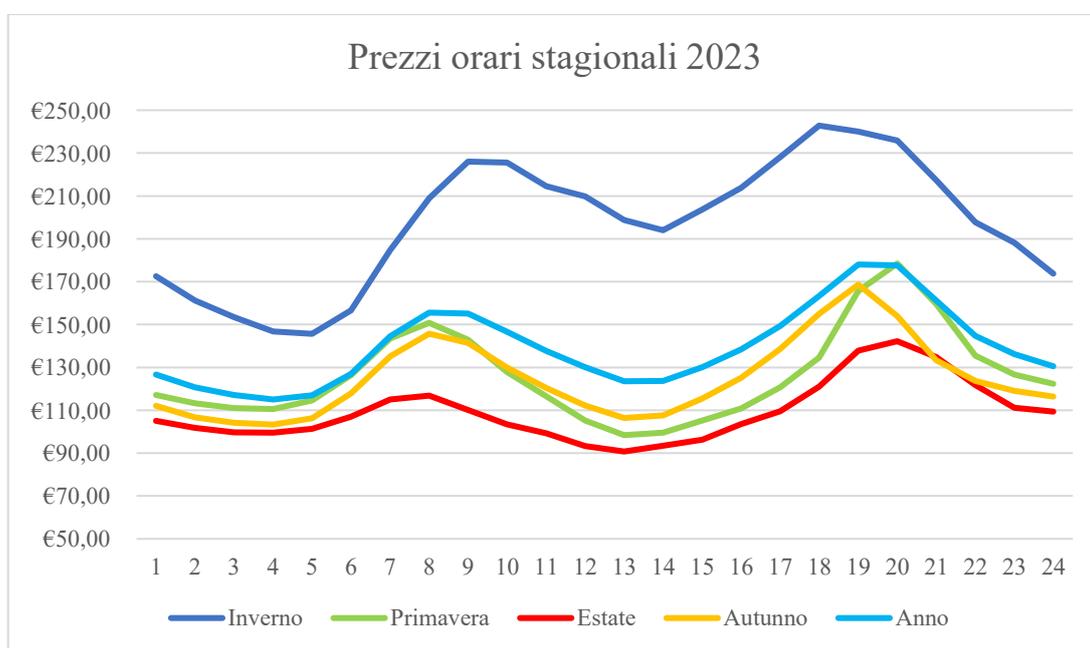


Figura 4-12 Prezzo orario mediato per ogni stagione nel 2023

Come si può notare, già lo scorso anno l'oscillazione di prezzo è stata notevole durante le ore del giorno e la differenza tra il prezzo maggiore e il prezzo minore ha fatto registrare il maggior valore durante il periodo primaverile; dove la domanda è inferiore per via delle temperature miti che segnano lo spegnimento dei sistemi di riscaldamento ed evitano l'accensione dei sistemi di condizionamento; mentre l'offerta della produzione da fotovoltaico aumenta per via della bella stagione “Figura 4-13”.

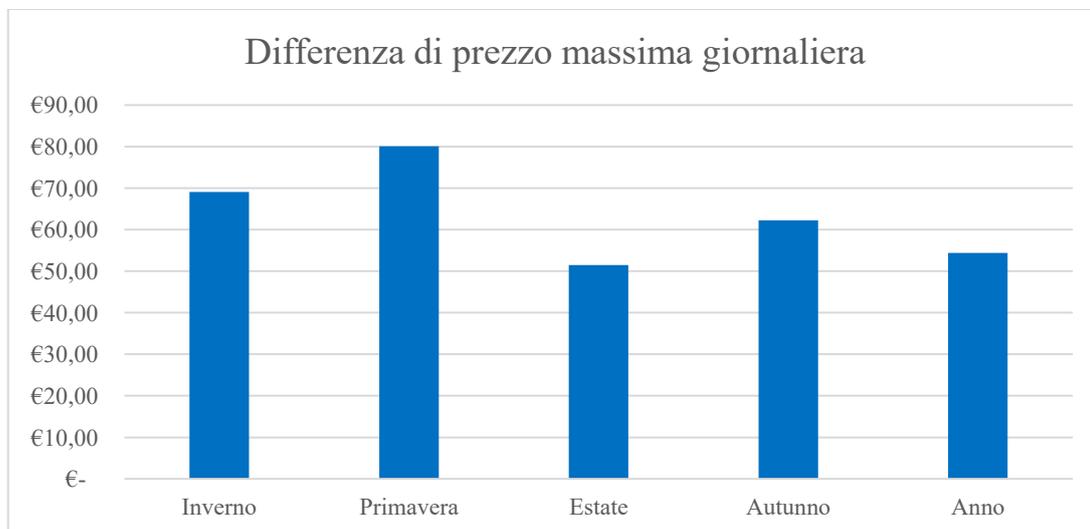


Figura 4-13 Differenza tra prezzo maggiore e prezzo minore giornaliero mediata per ogni stagione nel 2023

La differenza di prezzo tra minimo e massimo media giornaliera per l'anno 2023 ha raggiunto quindi un valore pari a 54,43 €/MWh.

La stessa analisi è stata svolta per il PUN all'anno 2024 fino al mese di luglio, in modo da avere una visione alquanto più aggiornata possibile riguardo alle ultime evoluzioni e tendenza di prezzo.

Per quanto riguarda la stagione invernale e primaverile, la differenza di prezzo giornaliera è stata inferiore rispetto all'anno precedente, questo per via dell'abbassamento generale del prezzo dell'energia; in "Figura 4-14" viene riportato il prezzo orario mediato per le stagioni dell'anno 2024.

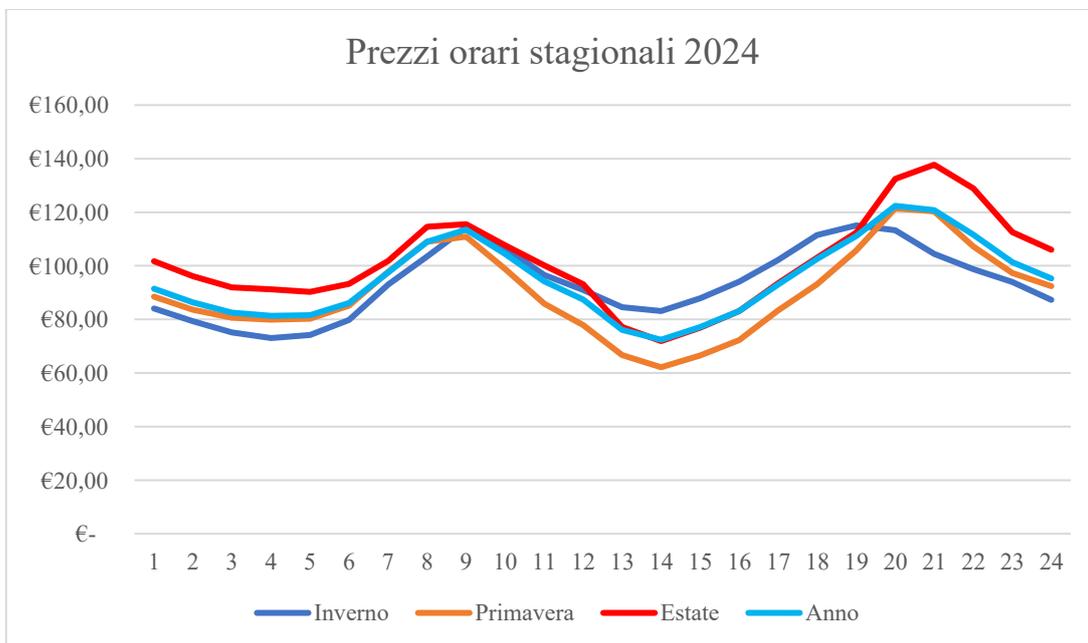


Figura 4-14 Prezzo orario mediato per ogni stagione nel 2024

Per quanto riguarda la differenza tra prezzo maggiore e prezzo minore giornaliero mediata per ogni stagione, si nota in “Figura 4-15” come il valore medio annuo sia leggermente inferiore all’anno 2023 con la stagione estiva che presenta il valore di scostamento più elevato.

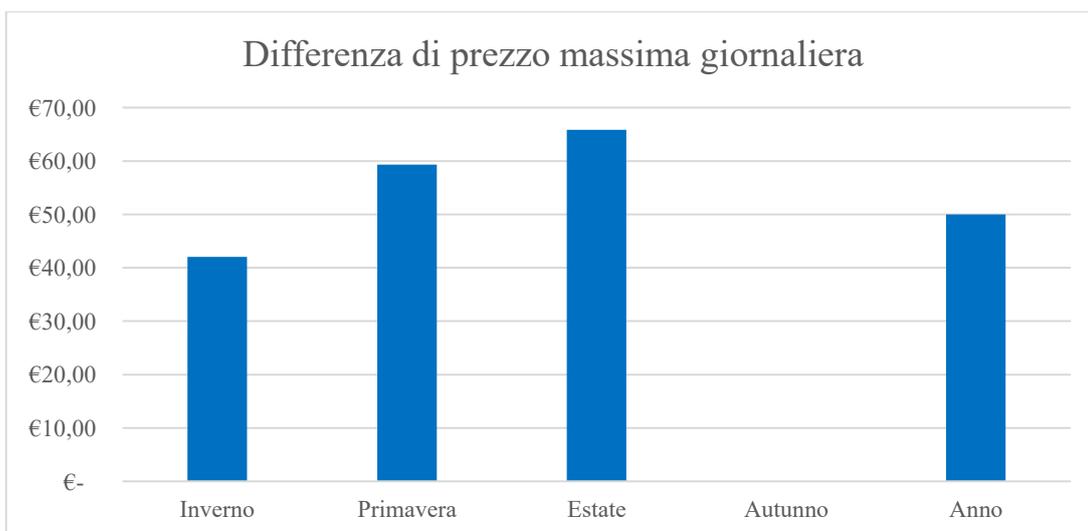


Figura 4-15 Differenza tra prezzo maggiore e prezzo minore giornaliero mediata per ogni stagione nel 2024

4.7 Modello aggiornato 2030

Considerando le future evoluzioni del mercato energetico descritte precedentemente e lo studio degli scostamenti stagionali di prezzo degli anni precedenti, si è proceduto sviluppando una nuova previsione di prezzo annuo: partendo dallo studio RSE è stato preso in considerazione il passaggio dalla variazione di prezzo ogni ora alla variazione ogni 15 minuti, aggiungendo inoltre gli scostamenti di prezzo stagionali medi degli anni precedenti.

Per prima cosa, è stata svolta un'analisi atta a individuare negli ultimi 10 anni quale stagione abbia fatto registrare prezzi per l'energia inferiori e quale abbia fatto registrare prezzi superiori; per ogni anno dal 2013 ad oggi è stato calcolato quindi un prezzo medio stagionale, i dati estratti hanno portato ai risultati che sono stati riassunti nel grafico riportato in figura "Figura 4-16".

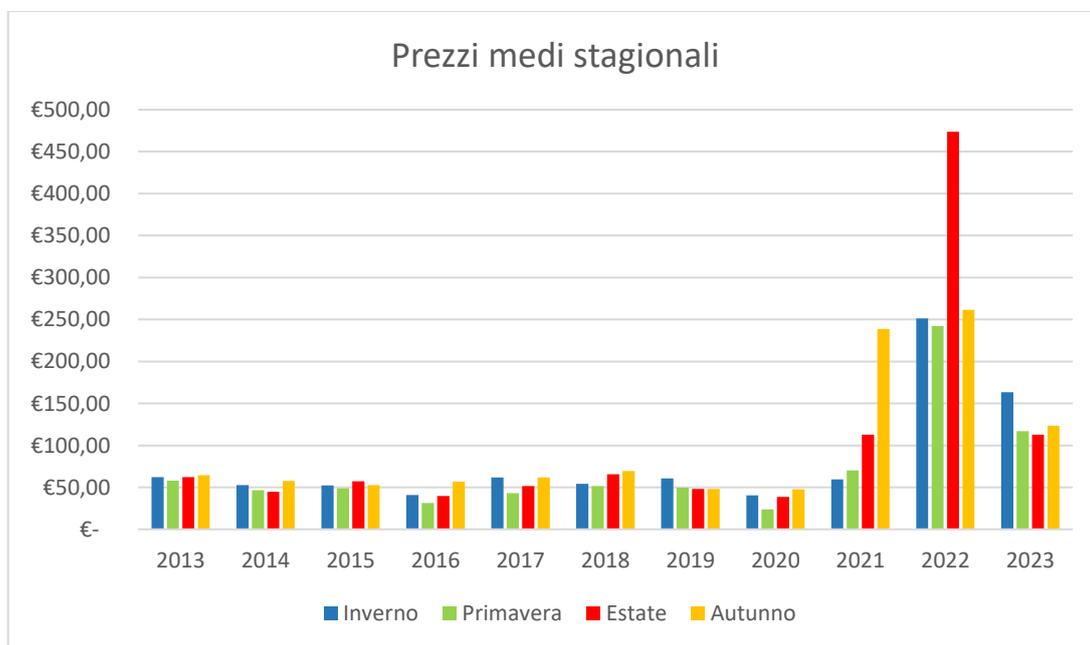


Figura 4-16 Prezzi medi stagionali dal 2013 al 2023

A questo punto è stato calcolato quante volte ogni stagione ha fatto registrare i prezzi maggiori e minori per ogni anno "Figura 4-17".

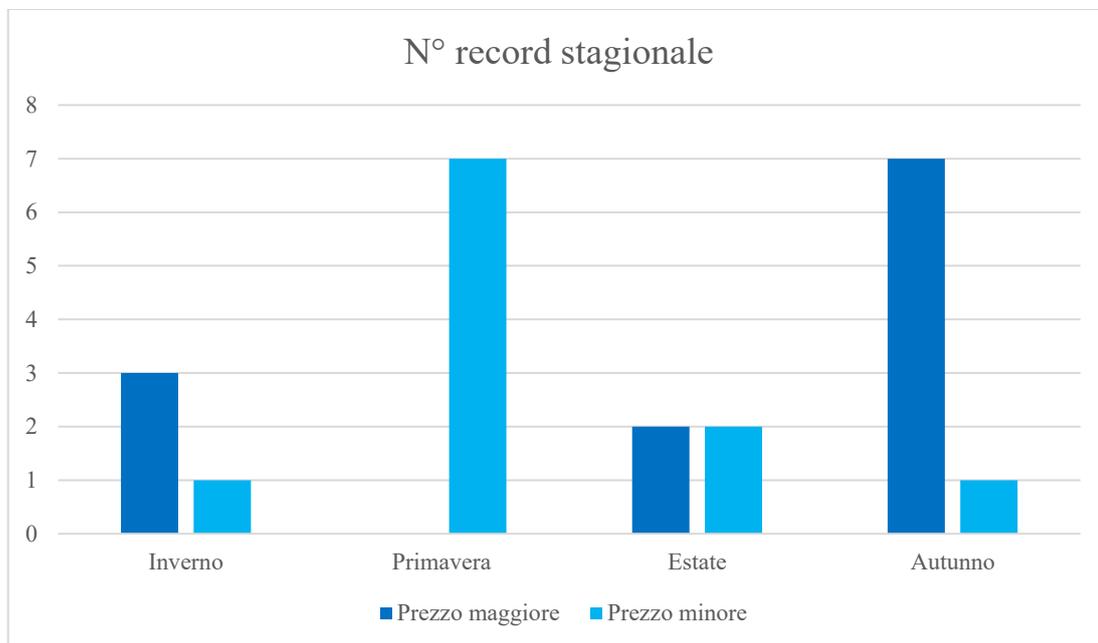


Figura 4-17 Numero di volte in cui una stagione ha fatto registrare il prezzo medio maggiore e minore

Ne risulta quindi che negli ultimi 10 anni la stagione primaverile ha fatto registrare i prezzi minori, in quanto, per ben 7 anni su 10 è stata la stagione con i prezzi inferiori, mentre la stagione autunnale è stata per ben 7 volte su 10 la stagione con i prezzi maggiori. Questa rilevazione andrà a rimodulare la distribuzione di prezzo annua media calcolata da RSE per simulare la variazione di prezzo tra le stagioni. A questo punto, sulla base dei prezzi storici è stato creato per ogni stagione di ogni anno “i”, dal 2013 al 2023, un fattore di scala “f”, calcolato come:

$$f = \frac{\text{Prezzo medio stagionale}_i}{\text{Prezzo medio annuo}_i}$$

Infine, è stato calcolato un fattore di scala univoco rappresentativo di ogni stagione come la media dei fattori di scala di ogni stagione per ogni anno. Di conseguenza il prezzo medio giornaliero è stato scalato per ogni stagione sulla base della tabella seguente:

Inverno	Primavera	Estate	Autunno
94%	84%	105%	118%

Per considerare l'influenza della variazione di prezzo ogni quarto d'ora, si è assunto di non andare a modificare il numero di ore con prezzo zero ma di aumentare ulteriormente la differenza tra prezzo massimo e minimo per via dei maggiori picchi di prezzo che si raggiungeranno. Di conseguenza è stato assunto che questa variazione di prezzo impatti sulla differenza di prezzo ma non sul numero di ore a prezzo zero. Il prezzo medio giornaliero, quindi, rimarrà uguale ma sarà diversamente distribuito negli intervalli di tempo della giornata. Per considerare questo, quindi, è stato aumentato il picco di inizio mattinata e di fine serata del 10% (un ora al mattino e un ora al pomeriggio) ed è stato diminuito del 20% l'avvallamento a metà giornata (ora di maggiore produzione).

Di conseguenza il prezzo medio giornaliero è risultato differente per ogni stagione ed è riportato nel grafico sottostante "Figura 4-18".

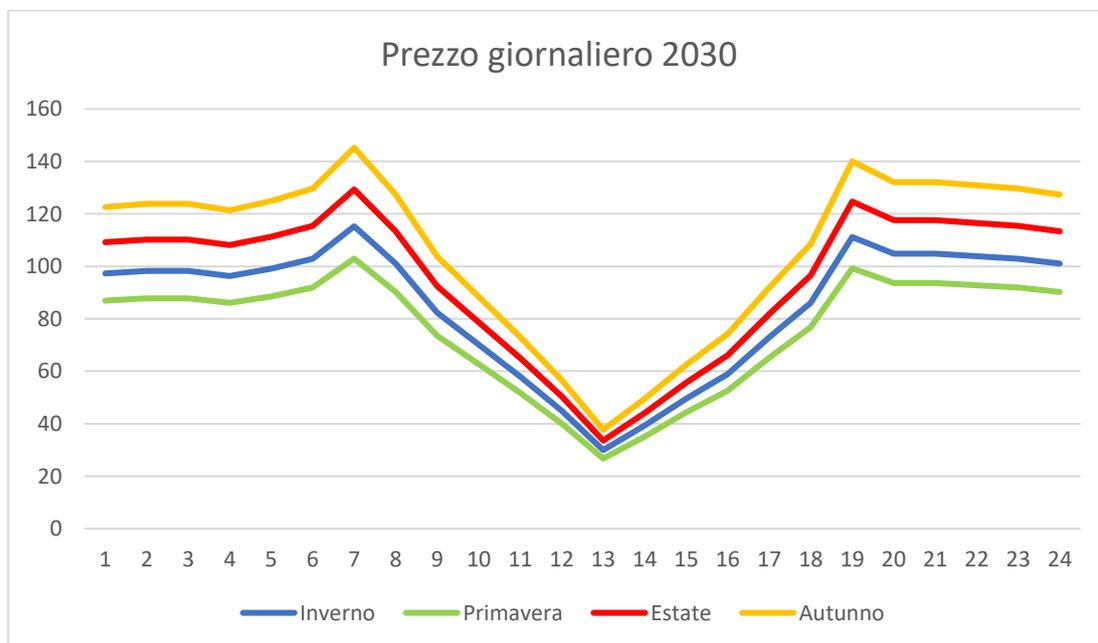


Figura 4-18 Prezzo medio giornaliero al 2030 (nuovo scenario)

5 Confronto impianto Est-Ovest / Sud con diverse inclinazioni dei pannelli

Per valutare come ottimizzare lo sfruttamento di un terreno per la produzione fotovoltaica è stato svolto uno studio preliminare per valutare quanta potenza può essere installata a terra per metro quadro e come varia la produzione annua in base all'inclinazione dei pannelli fotovoltaici. Lo studio è stato fatto analizzando un impianto a sud con inclinazione dei pannelli da 5° a 50° e confrontando anche il caso di installazione di impianto a capannina Est-Ovest. Per effettuare l'analisi sono stati utilizzati i moduli bifacciali Trina Solar TSM-DEG21C.20 650W descritti precedentemente [16]. Per prima cosa è stato calcolato a quale distanza occorre installare i pannelli in modo da evitare ombreggiamento durante il solstizio d'inverno, si è considerato di installare i moduli in posizione verticale calcolando quale distanza occorre garantire tra un pannello e l'altro in base ad ogni angolazione di installazione. I risultati ottenuti sono riassunti in tabella "Tabella 5-1".

Tabella 5-1 Distanza minima tra pannelli in base all'angolo di inclinazione

Inclinazione pannello (gradi)	Distanza minima tra i pannelli (m)
5°	0,260
10°	0,519
15°	0,773
20°	1,022
25°	1,263
30°	1,494
35°	1,714
40°	1,921
45°	2,113
50°	2,289
EST-OVEST 15°	0,400

La distanza minima tra i pannelli nel caso di impianto Est-Ovest corrisponde alla distanza presente tra una capannina e l'altra, per garantire adeguati corridoi di passaggio per le operazioni di pulizia e manutenzione dell'impianto.

Da qui, utilizzando il software Solaredge sono stati posizionati i pannelli in modo da occupare il più possibile un terreno prova quadrato di dimensioni 45m x 45m analizzando quanti kilowatt di picco sono installabili per ogni configurazione "Figura 5-1". Successivamente, per ogni inclinazione dei pannelli sono stati calcolati i chilowatt di picco installabili per metro quadro di terreno "Figura 5-2", la previsione di energia annuale prodotta secondo il modello di calcolo del software Solaredge [25] "Figura 5-3" e secondo il modello di calcolo di PVGIS utilizzando un TMY "Figura 5-4" e i chilowattora al metro quadro annui prodotti in ogni configurazione "Figura 5-5", in questo caso riportati solamente con il modello di calcolo di PVGIS dato che si è notato dagli altri grafici non differire molto dai risultati ottenuti con il modello di calcolo utilizzato dal software Solaredge.

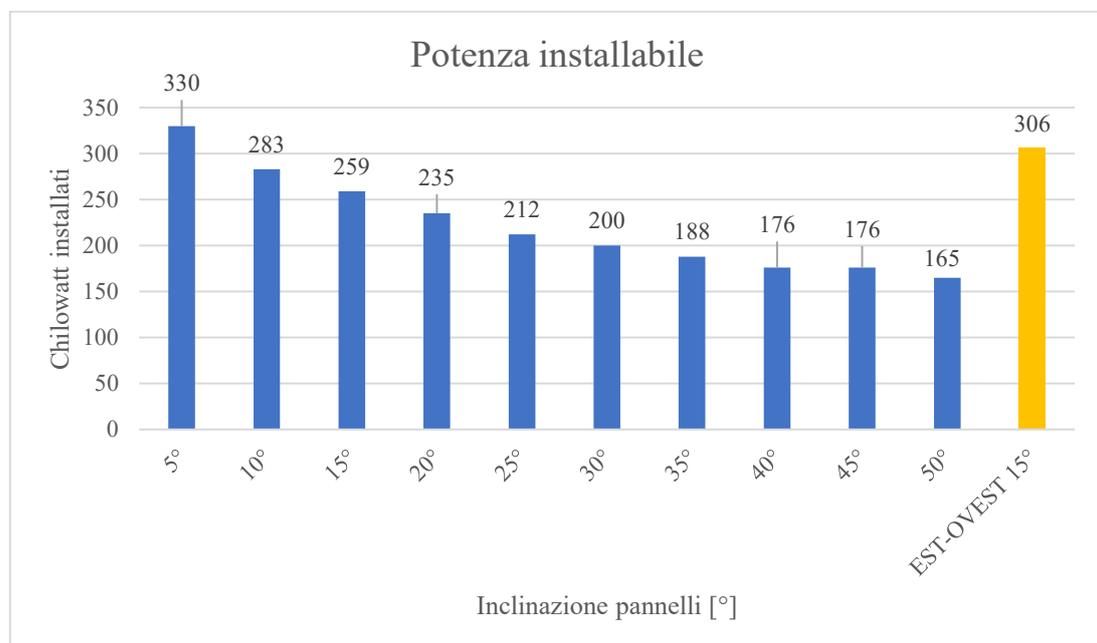


Figura 5-1 Potenza installabile in base all'inclinazione dei pannelli fotovoltaici

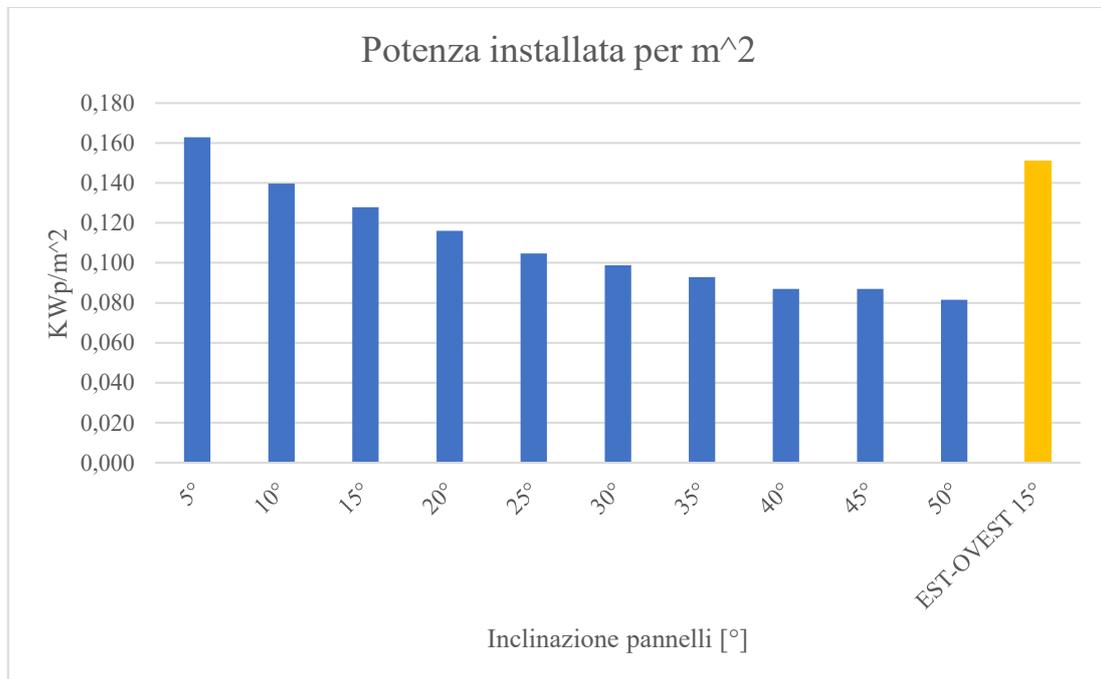


Figura 5-2 Potenza al metro quadro installabile in base all'inclinazione dei pannelli

Come si nota dal grafico man mano che aumenta l'inclinazione dei moduli diminuisce la potenza installabile, dovendo posizionare i moduli più distanti tra loro per evitare ombreggiamenti. Nel caso di installazione EST-OVEST con inclinazione 15° la potenza installabile per metro quadro di terreno è paragonabile ad un impianto posizionato a sud e inclinato tra i 5 e i 10 gradi. Bisogna però tenere presente che per gli impianti inclinati a 5° vanno considerati corridoi di passaggio utili per la manutenzione dei pannelli che andrebbero a ridurre la potenza installata rispetto a quella indicativa qui riportata.

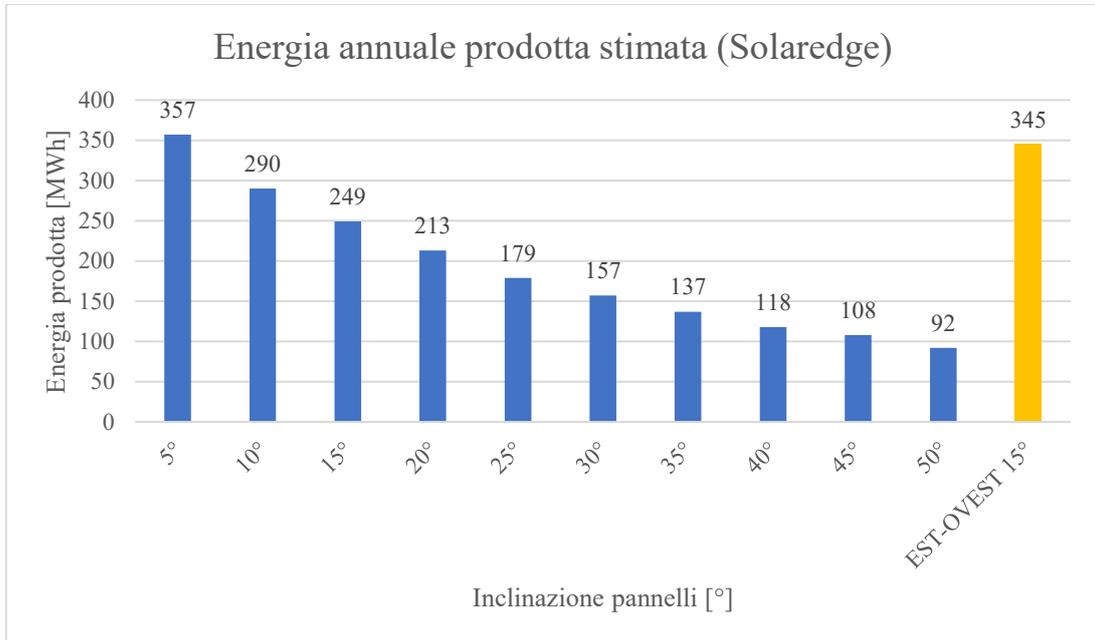


Figura 5-3 Stima produzione annuale software Solaredge

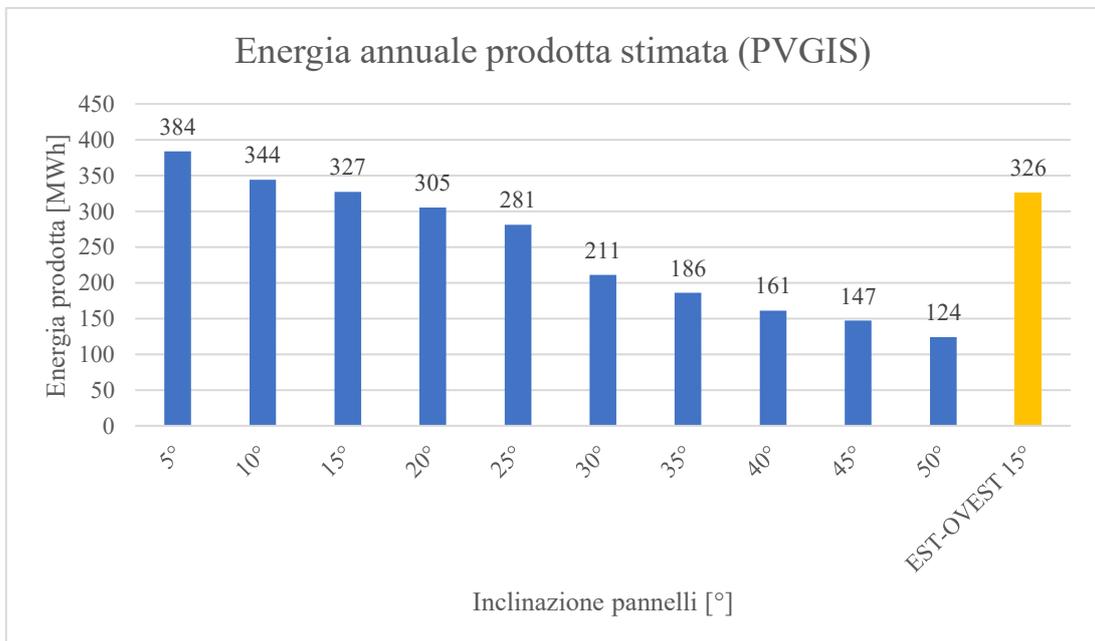


Figura 5-4 Stima produzione annuale software PVGIS

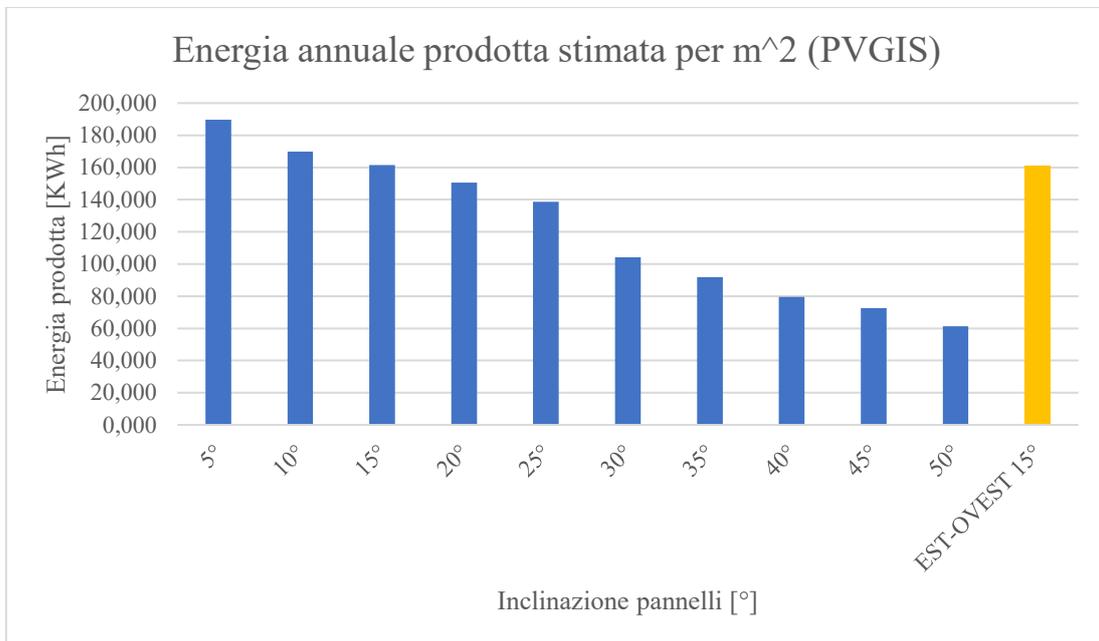


Figura 5-5 Energia annua prodotta al m² (PVGIS)

Per quanto riguarda la quantità di energia prodotta in un anno si nota come l'impianto EST-OVEST permetta di generare energia comparabile con un impianto Sud inclinato di 15° sempre a parità di metri quadri di terreno, permettendo di installare il 15% di potenza in più.

A parità di potenza installata, invece, è chiaro come un impianto EST-OVEST produca meno energia in un anno, spalmandola però più uniformemente nell'arco della giornata e permettendo di immettere più energia quando il prezzo dell'energia è maggiore nella stagione primaverile ed estiva "Figura 5-6".

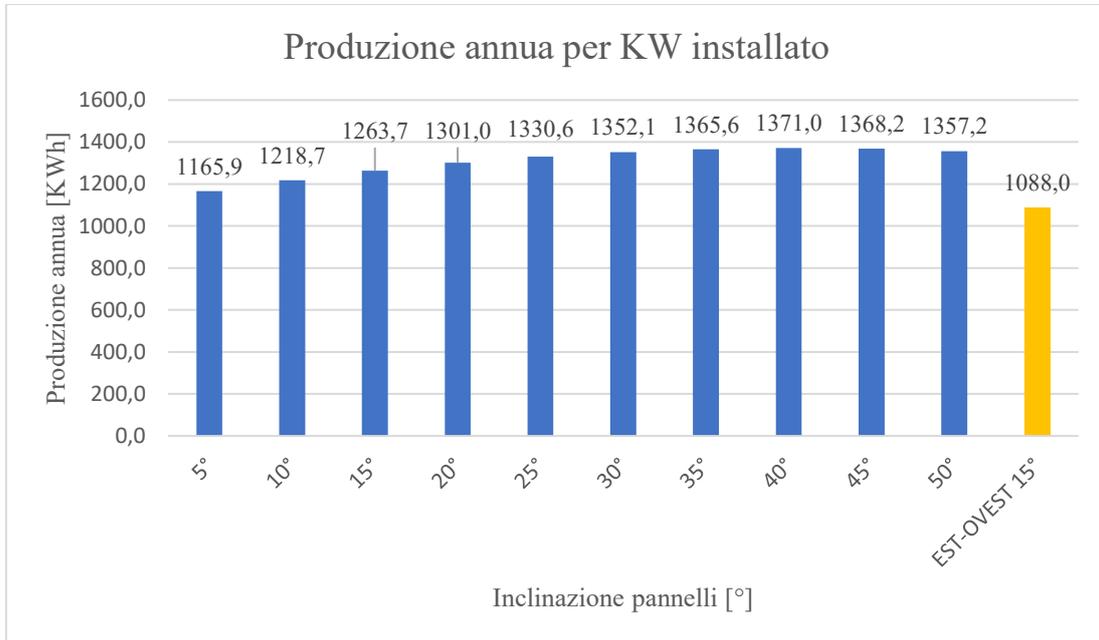


Figura 5-6 Energia annua prodotta per kW installato

6 Confronto economico impianto Est - Ovest / Sud

6.1 Anno 2023

In caso di vendita dell'energia in rete è stato sviluppato un modello dedicato che va a calcolare la differenza di guadagno che si avrebbe installando l'impianto con orientamento a Sud con inclinazione di 20° e l'impianto con orientamento Est-Ovest.

Sono stati quindi scaricati i valori del PUN per l'anno 2023 per ogni ora dell'anno e sono stati accoppiati alla previsione di produzione oraria annua fornita da PVGIS in condizioni di TMY per entrambe le configurazioni di impianto.

In questo caso, nell'impianto Est-Ovest si è considerato di stringere i corridoi di passaggio centrali lasciati nel layout precedente, considerando di installare 1036 moduli da 655Wp per una potenza totale pari a 678,58 KWp come illustrato in "Figura 6-1".

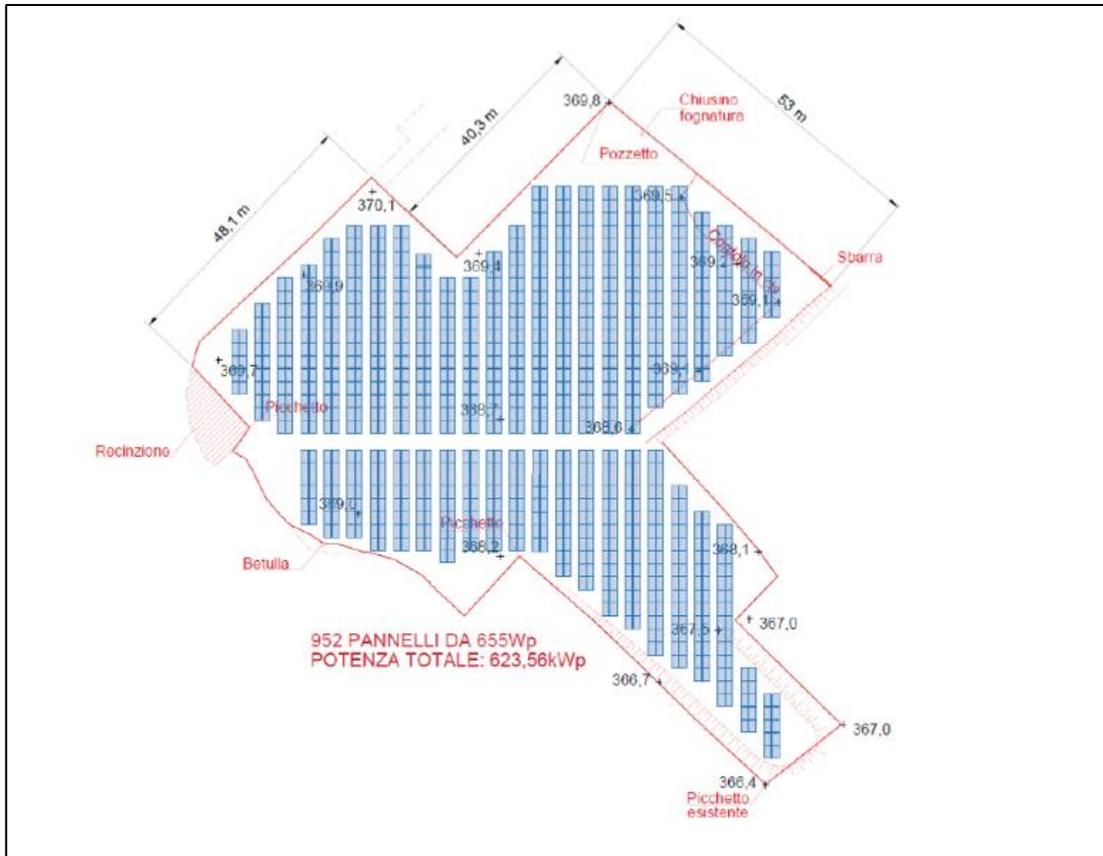


Figura 6-1 Layout impianto Est- Ovest

Da questa analisi sono stati estratti due grafici riassuntivi, il primo raffigura mese per mese il guadagno ottenuto dalla vendita dell'energia per l'impianto con orientamento a sud e per l'impianto con orientamento Est-Ovest "Figura 6-2", il secondo raffigura la differenza di guadagno ottenuta tra i due impianti (Est-Ovest / Sud) "Figura 6-3".

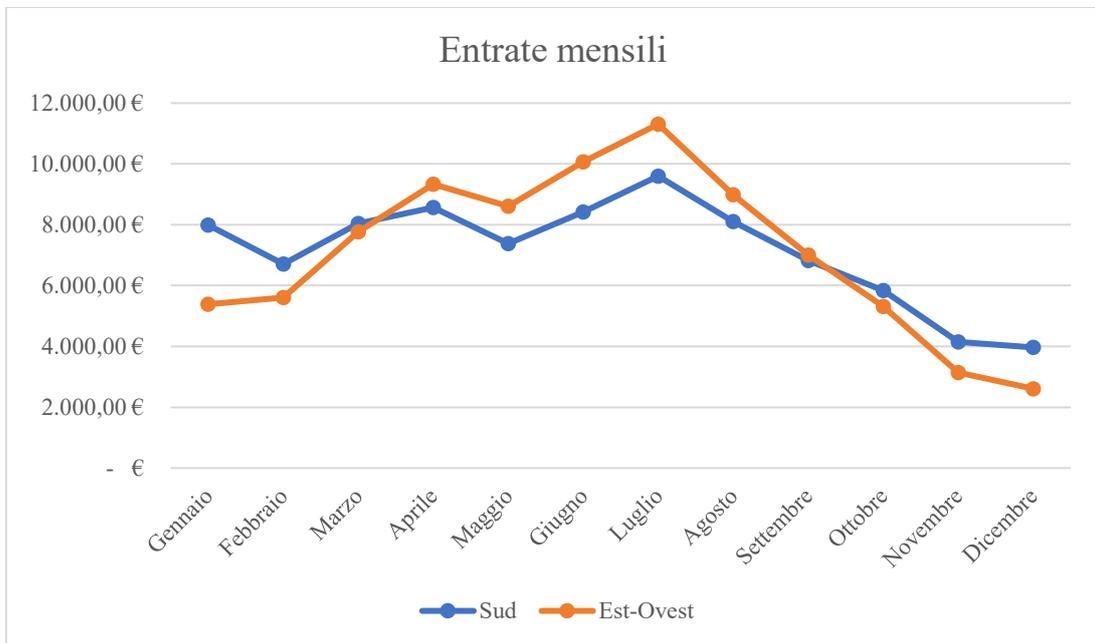


Figura 6-2 Guadagno mensile impianti (2023)

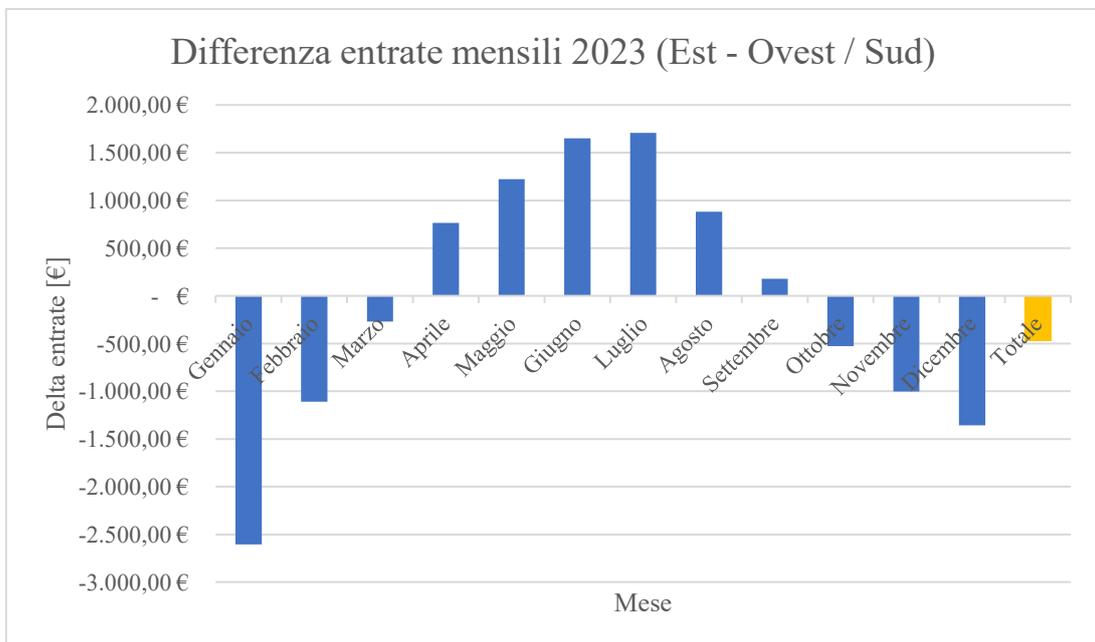


Figura 6-3 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2023)

A questo punto è stato calcolato il prezzo di vendita medio dell'energia prodotta dall'impianto, calcolato come il guadagno annuo diviso l'energia prodotta, in modo da

ottenere 2 prezzi differenti che possono essere inseriti nel business plan per il calcolo del Payback time delle 2 configurazioni.

Il calcolo ha evidenziato un prezzo medio pari a 115,78 €/MWh per l'impianto con orientamento a sud e un prezzo pari a 113,25 €/MWh per l'impianto con orientamento Est – Ovest “Figura 6-4”.

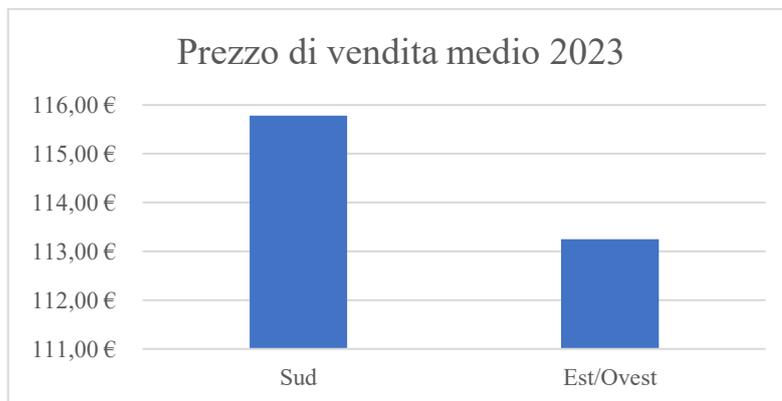


Figura 6-4 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2023)

Per analizzare le motivazioni di questo risultato occorre andare a visualizzare l'andamento del prezzo zonale nord per questo anno e la produzione oraria media stagionale per i due impianti. Per farlo viene confrontata la produzione mensile dei due impianti per osservare mese per mese quando la produzione di un impianto è superiore rispetto all'altro “Figura 6-5”. Inoltre, vengono riportati 4 mesi di produzione oraria media (uno per ogni stagione) dove è possibile confrontare la produzione dell'impianto a Sud e dell'impianto con orientamento Est – Ovest ora per ora durante la giornata “Figure 6-6, 6-7, 6-8, 6-9”.

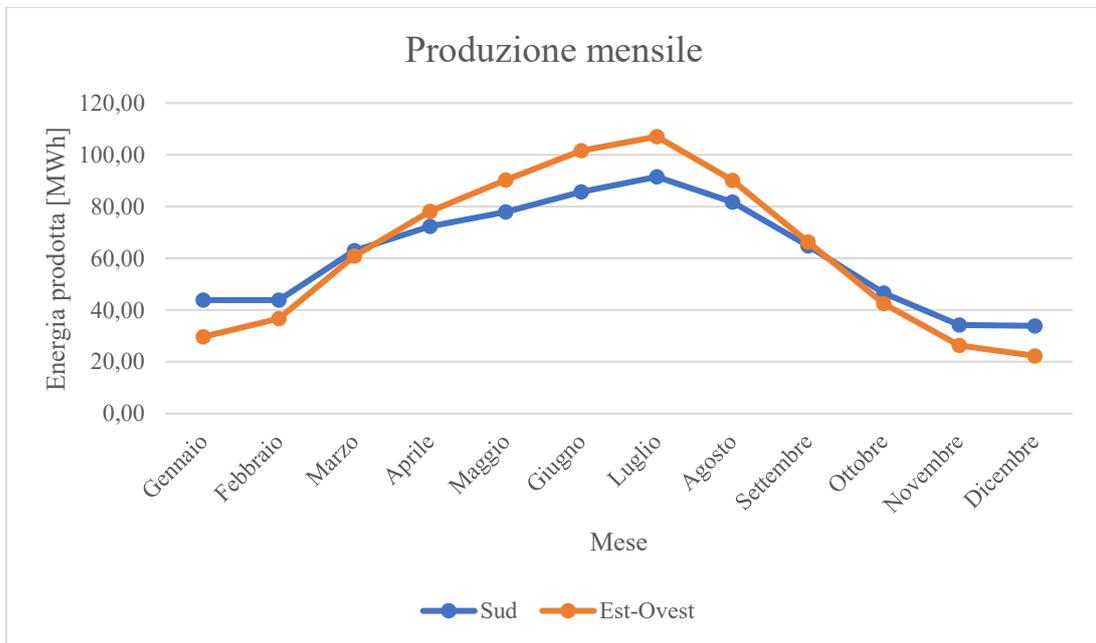


Figura 6-5 Produzione mensile impianti

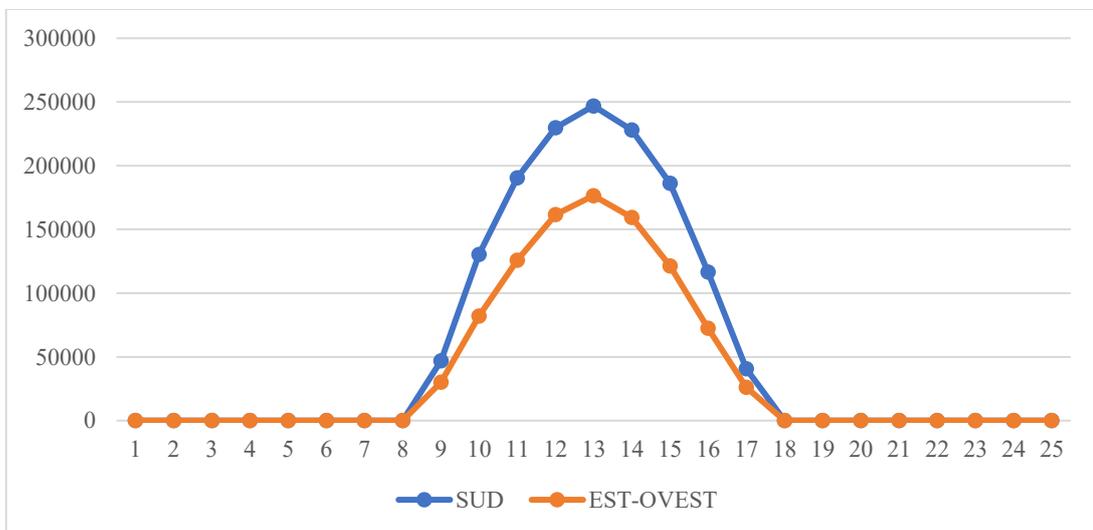


Figura 6-6 Produzione media giornaliera gennaio

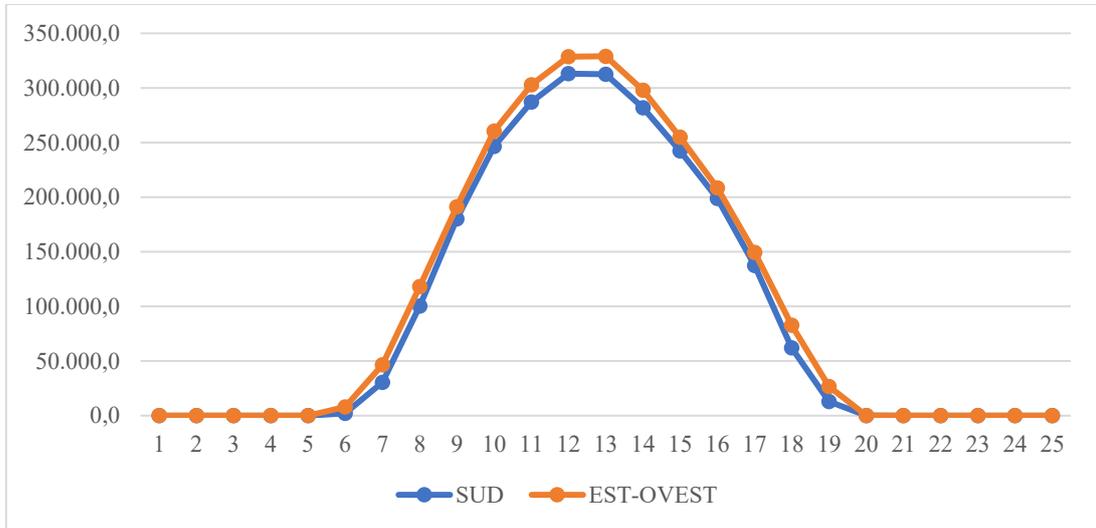


Figura 6-7 Produzione media giornaliera aprile

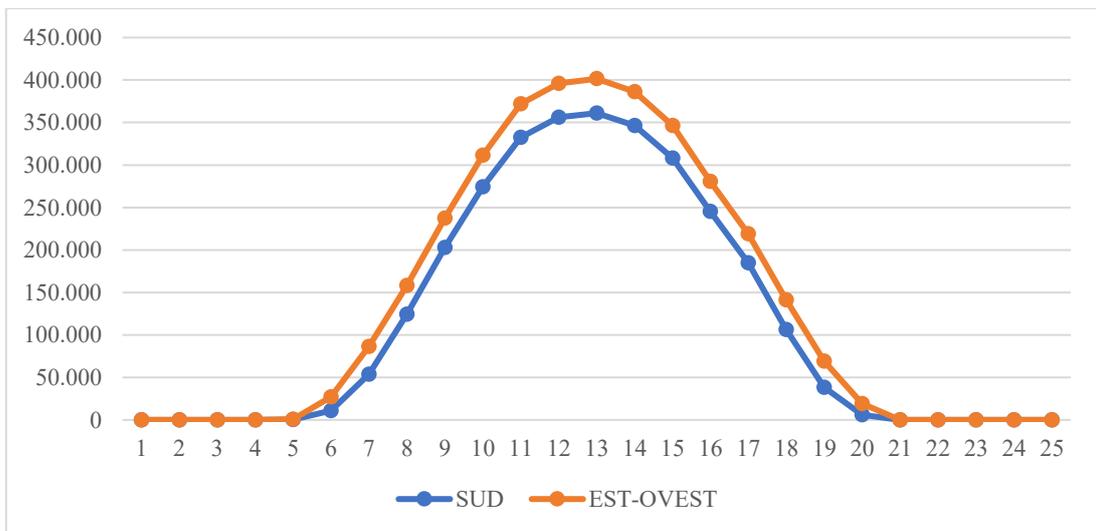


Figura 6-8 Produzione media giornaliera luglio

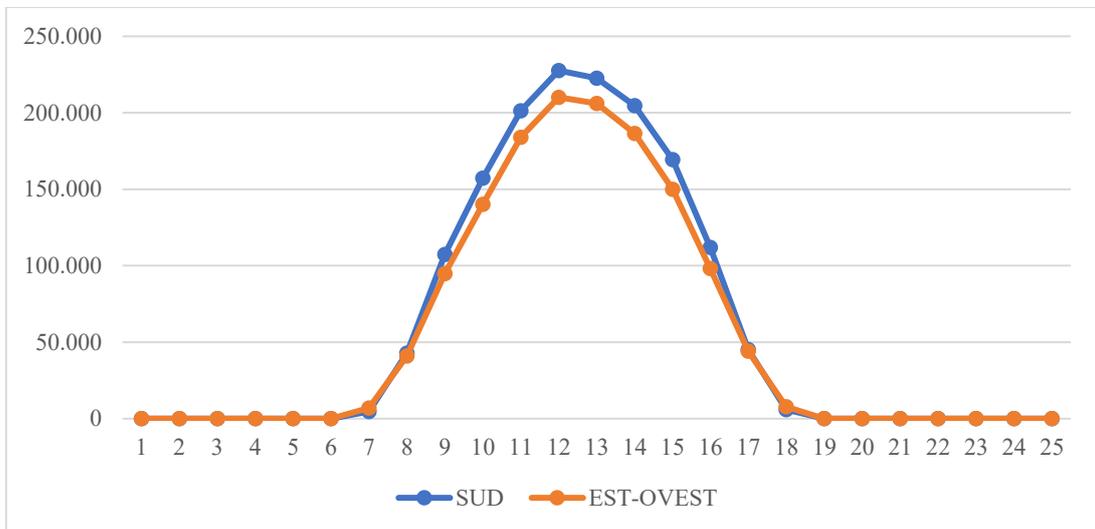


Figura 6-9 Produzione media giornaliera ottobre

Come si può notare dalle figure, l'impianto Est-Ovest produce meno energia durante la stagione invernale e autunnale in tutti gli orari della giornata; nella stagione primaverile ed estiva, invece, la produzione dell'impianto Est-Ovest è sempre maggiore in tutte le ore della giornata, per via della maggior potenza installata. L'impianto rivolto a sud offre una generazione più omogenea durante i mesi dell'anno ma ha una generazione a campana più accentuata durante il giorno.

Occorre a questo punto osservare l'andamento del prezzo dell'energia durante l'anno preso in analisi "Figura 6-10".

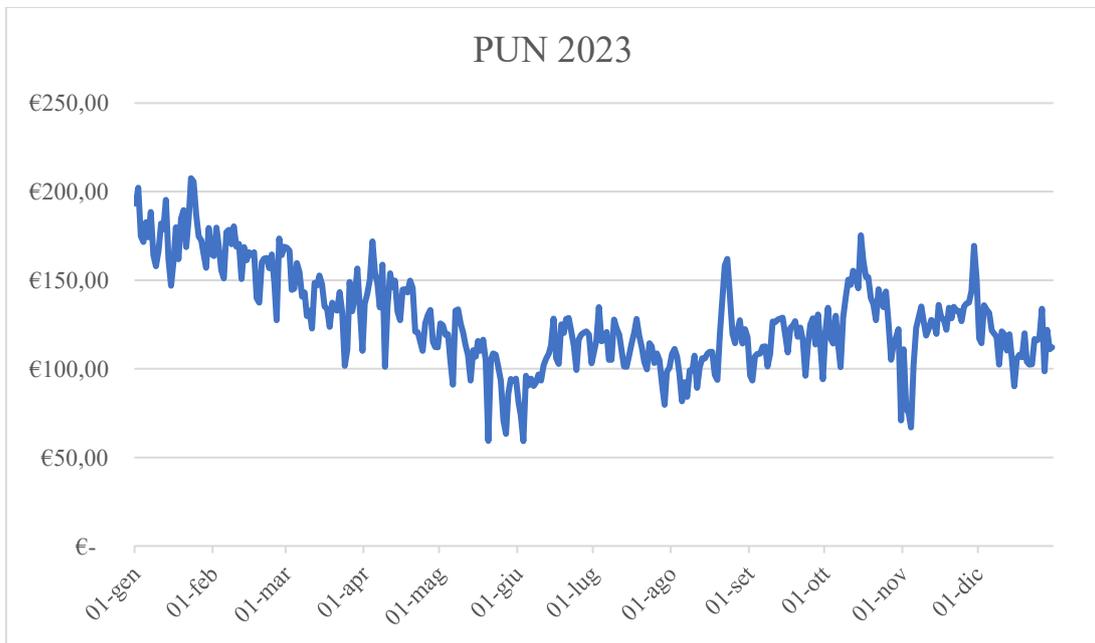


Figura 6-10 Evoluzione del Prezzo Unico Nazionale nel 2023

Si nota che il PUN lo scorso anno ha avuto un prezzo maggiore proprio nella stagione invernale, dove la produzione dell'impianto Est-Ovest è inferiore, per poi circa stabilizzarsi durante il proseguo dell'anno. Di conseguenza il prezzo di vendita mediato sulla produzione dell'impianto Est-Ovest è risultato inferiore rispetto a quello mediato per l'impianto a sud per via del maggior prezzo medio durante la stagione invernale dell'anno che ha accentuato il guadagno dell'impianto orientato a sud dato la sua maggiore efficienza durante questa stagione.

6.2 Anno 2024

A questo punto si è ripetuto lo stesso studio per l'anno 2024 fino al mese di luglio ed è stata effettuata una previsione sui mesi mancanti fino alla fine dell'anno; sono state calcolate anche qui le entrate mensili per i due impianti "Figura 6-11" e la differenza di guadagno mensile degli stessi come il guadagno ottenuto per l'impianto Est-Ovest meno il guadagno ottenuto per l'impianto Sud inclinato a 20° "Figura 6-12".

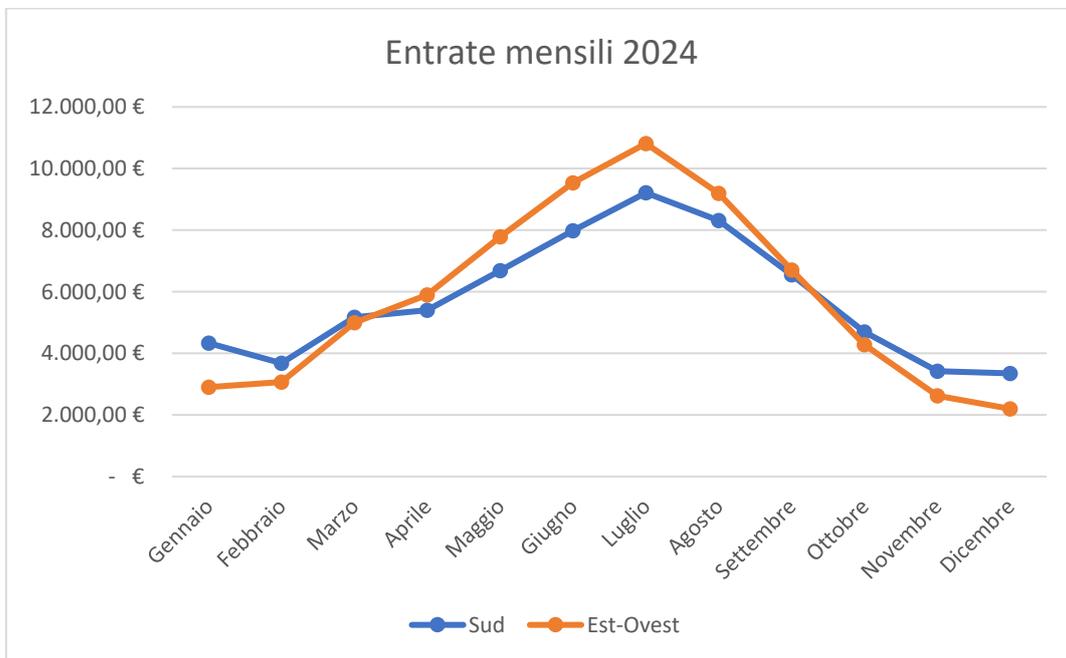


Figura 6-11 Guadagno mensile impianti (2024)

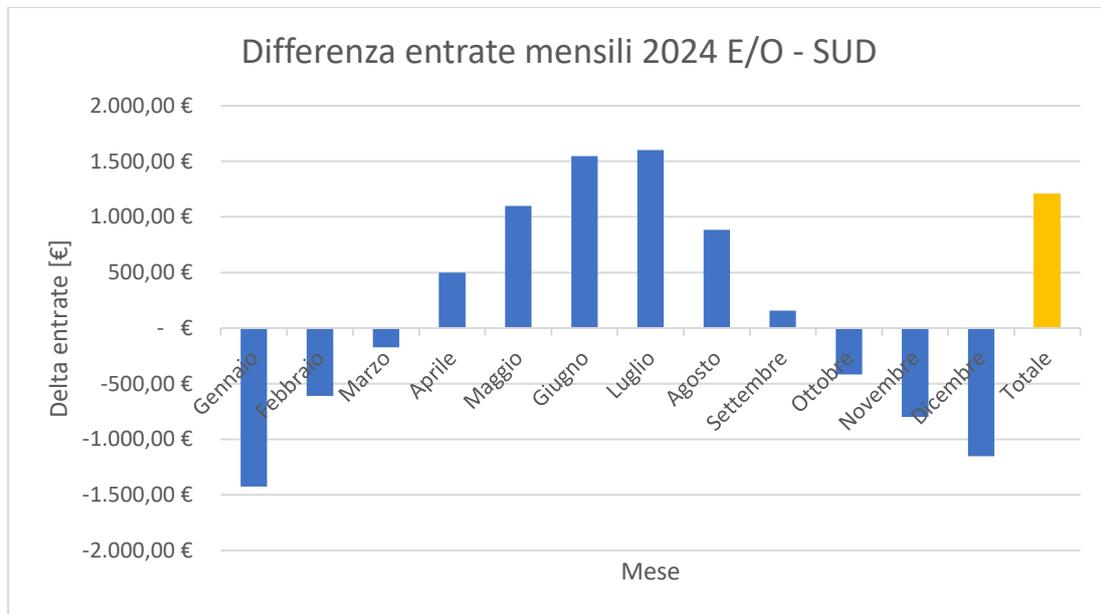


Figura 6-12 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2024)

In questo caso l'impianto Est-Ovest permette di ottenere più proventi dalla vendita dell'energia, sia per via della maggiore produzione energetica dell'impianto che per il vantaggio di produrre più energia nelle ore della giornata quando il prezzo zonale è maggiore. In particolare, i vantaggi sono presenti dal mese di aprile al mese di settembre; di conseguenza il prezzo di vendita medio annuo, in questo caso, risulta superiore nel caso di orientamento Est – Ovest, in particolare uguale a 93,15 €/MWh per l'impianto Est-Ovest e a 93,07 €/MWh per l'impianto Sud "Figura 6-13". A far diminuire la differenza del prezzo medio annuale di vendita è il peso della minor produzione durante la stagione invernale da parte dell'impianto Est-Ovest.

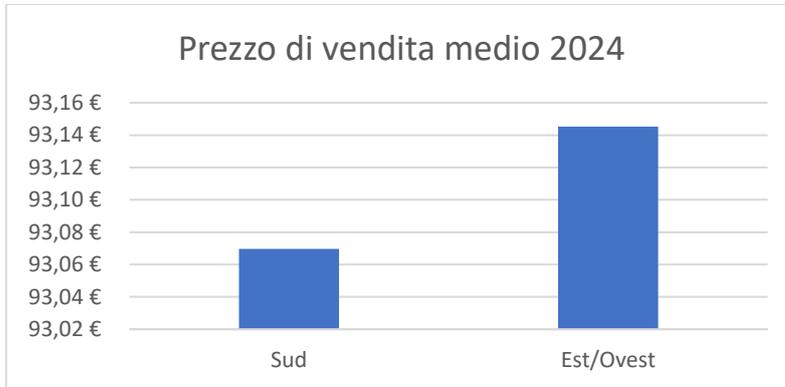


Figura 6-13 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2024)

6.3 Anno 2030

A questo punto, si è proceduto andando a sviluppare la stessa analisi per l'anno 2030 in modo da avere una proiezione a 6 anni per valutare se in quel periodo possa essere ancora più vantaggioso sfruttare questo orientamento dei pannelli. Per sviluppare questa analisi sono state utilizzate 3 differenti previsioni di prezzo orario medio annuo per il prezzo dell'energia al 2030: per primo è stato utilizzato il prezzo stimato dalle ricerche di A2A, per secondo è stato utilizzato il prezzo risultante dalla ricerca svolta da RSE precedentemente descritta, mentre per terzo è stato utilizzato il modello sviluppato in questa tesi che tiene conto delle due ricerche precedenti e delle possibili variazioni di prezzo tra le stagioni del PUN basate sull'analisi storica dei dati e inserendo i possibili effetti dell'entrata in vigore del prezzo quartorario.

Utilizzando come prezzo medio giornaliero per l'anno 2030 il prezzo calcolato dalla previsione di A2A si ottengono i risultati riportati in "Figura 6-14" e "Figura 6-15".

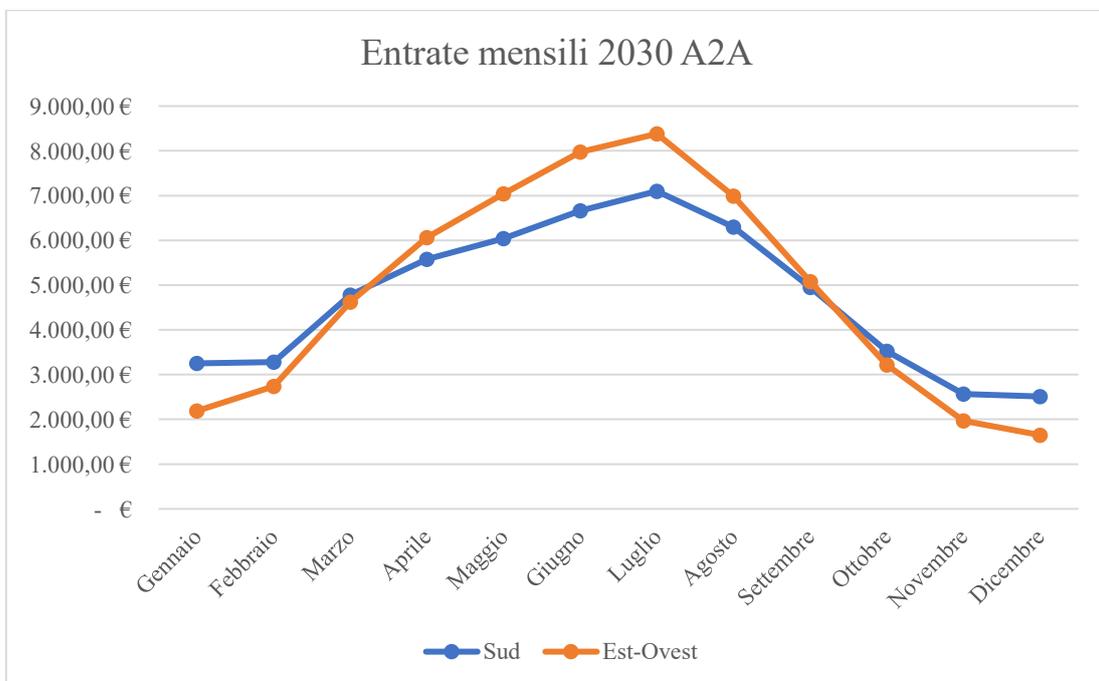


Figura 6-14 Guadagno mensile impianti con prezzo dell'energia stimato da A2A (2030)

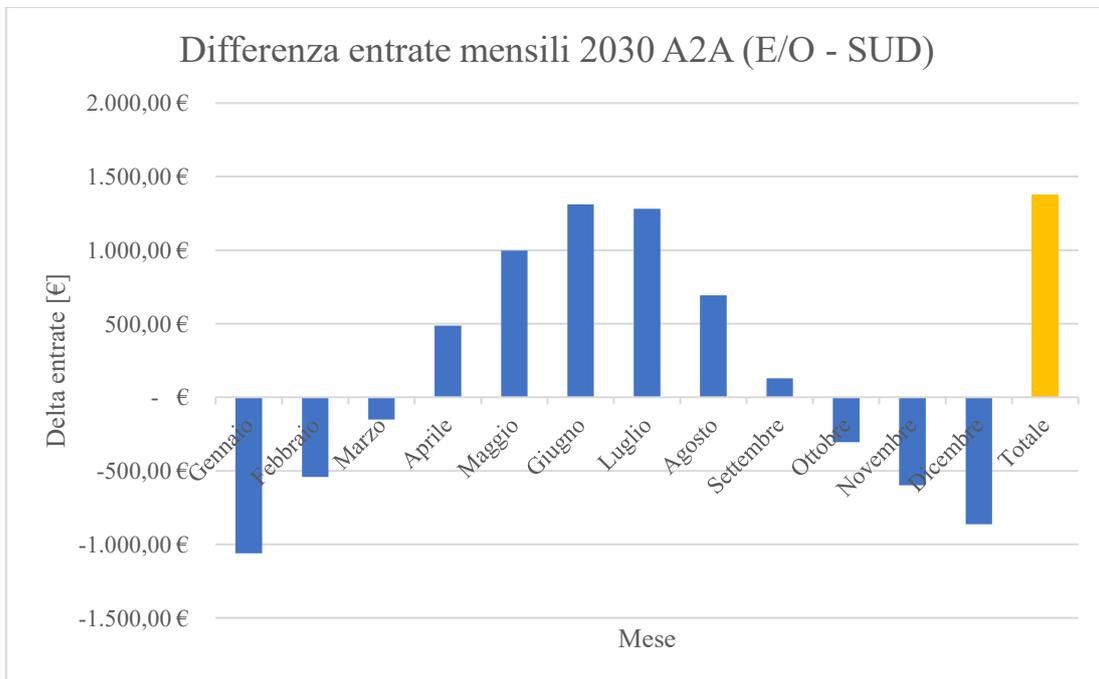


Figura 6-15 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2030 A2A)

In questo caso il guadagno annuo, rispetto al 2024, risulta inferiore, per via del prezzo medio di vendita molto più basso.

Il prezzo medio di vendita dell'energia risulta uguale a 76,47 €/MWh per l'impianto sud e 77,05 €/MWh per l'impianto Est/Ovest "Figura 6-16". La produzione di energia in orari dove il prezzo è maggiore fa risultare quindi un prezzo di vendita medio più alto per l'impianto Est-Ovest, come già accadeva per l'anno 2024; utilizzando il prezzo giornaliero stimato da questa analisi però, non ci si discosta significativamente tra la differenza di prezzo di vendita tra impianto a Sud ed Est/Ovest già calcolata per l'anno 2024.

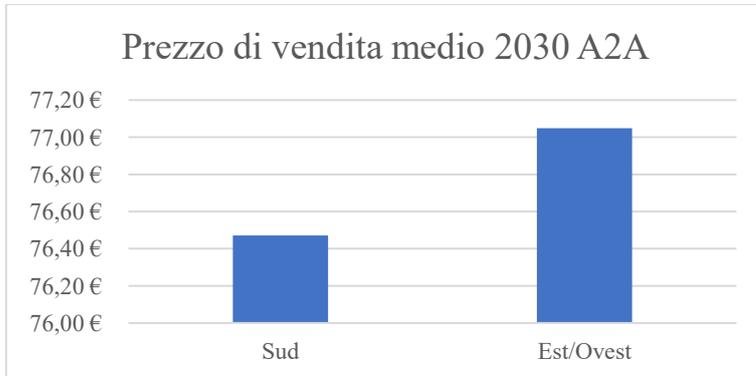


Figura 6-16 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2030 A2A)

Utilizzando invece come prezzo medio giornaliero il prezzo calcolato dalla previsione di RSE si ottengono i risultati riportati in "Figura 6-17" e "Figura 6-18".

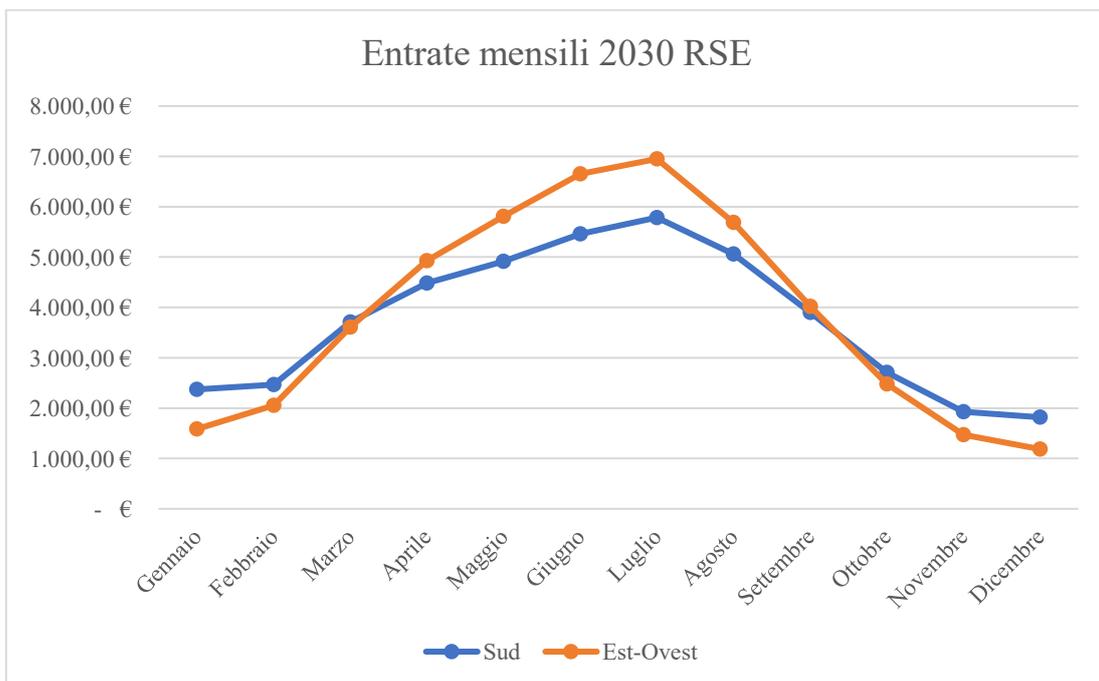


Figura 6-17 Guadagno mensile impianti con prezzo dell'energia stimato da RSE (2030)

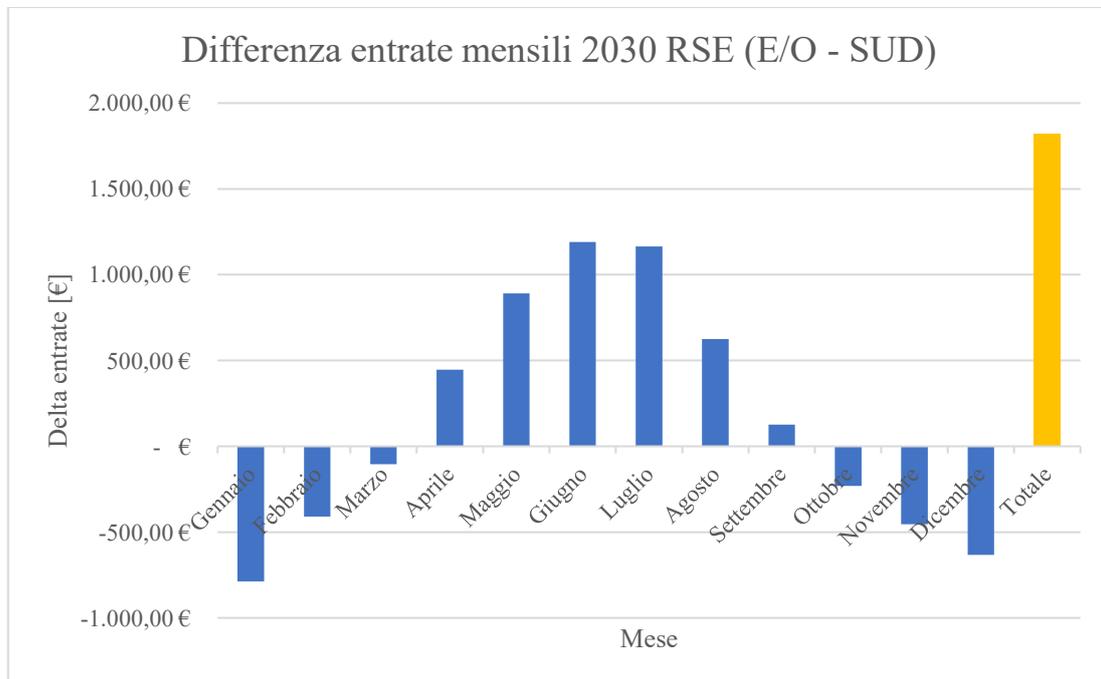


Figura 6-18 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2030 RSE)

In questo caso il prezzo medio di vendita dell’energia risulta pari a 60,34 €/MWh per l’impianto rivolto a sud e 61,76 €/MWh per l’impianto est/ovest “Figura 6-19”.

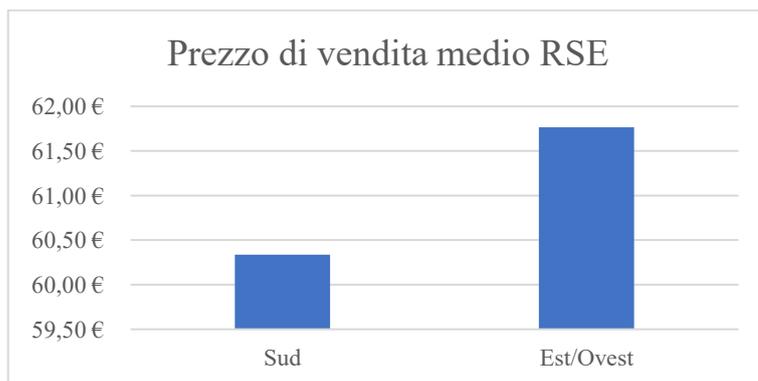


Figura 6-19 Prezzo medio di vendita in rete dell’energia (2030 RSE)

In questo caso il guadagno annuo per l’impianto est/ovest risulta superiore al guadagno dell’impianto rivolto a sud per un valore di 1820,00 €. Anche se generalmente il guadagno totale per i due impianti risulta inferiore rispetto al 2024 per via dell’abbassamento generale dei prezzi dell’energia.

Utilizzando l'ultima previsione di prezzo sviluppata, invece, che verrà successivamente denominata "2030M" si ottengono invece i risultati riportati in "Figura 6-20" e "Figura 6-21".

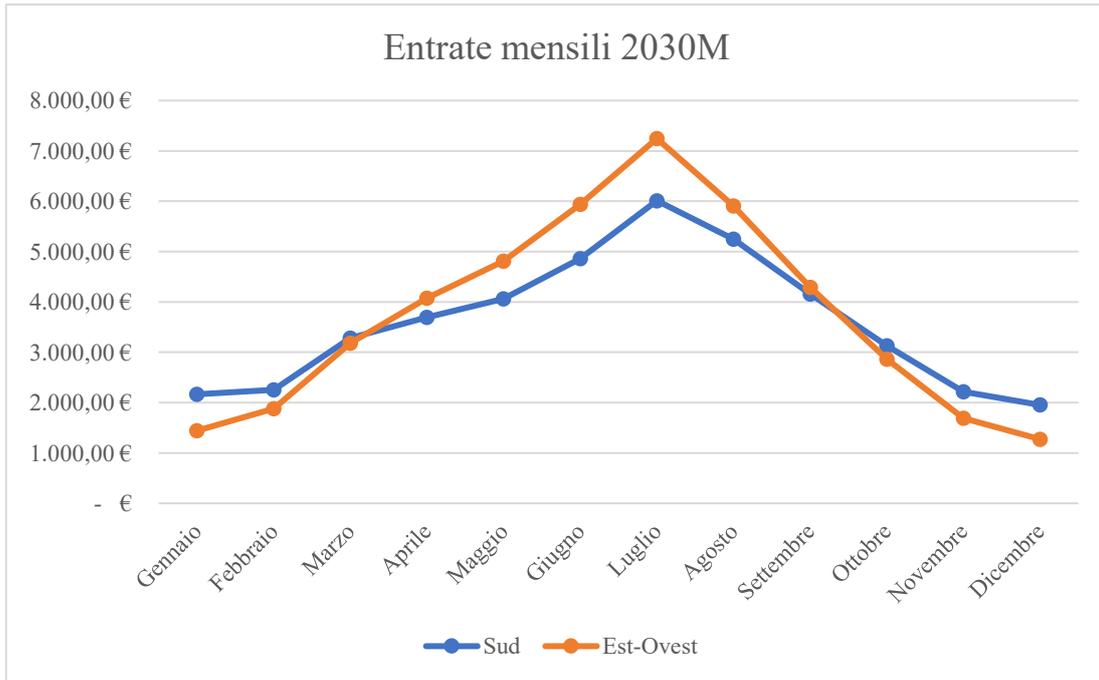


Figura 6-20 Guadagno mensile impianti con prezzo dell'energia stimato con modello 2030M

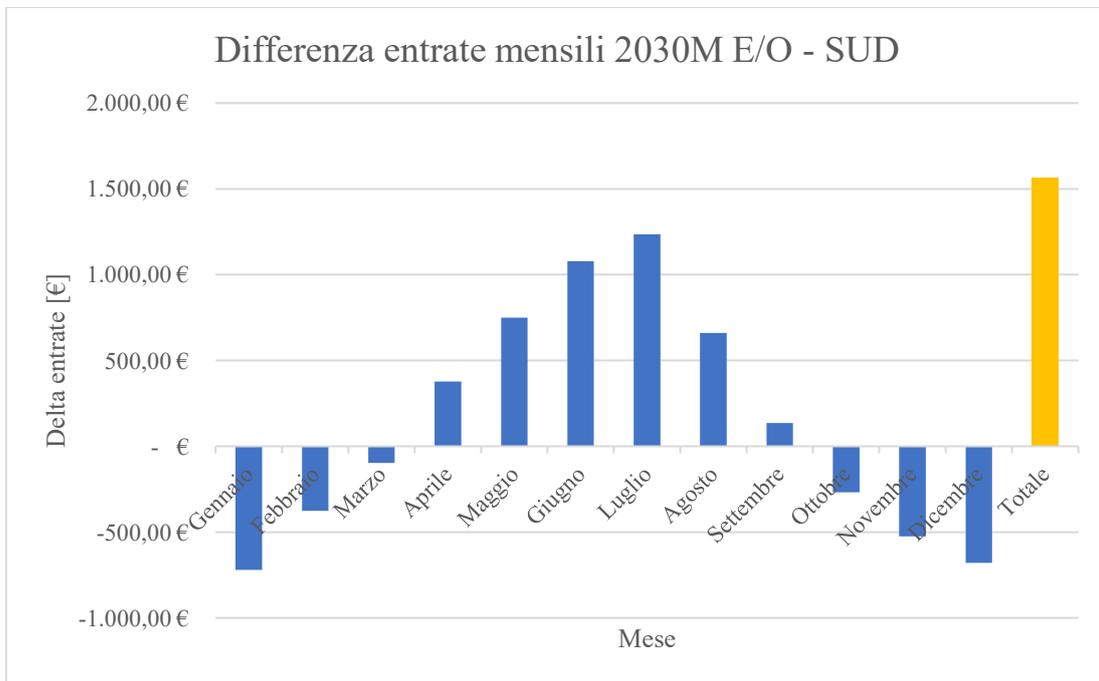


Figura 6-21 Differenza guadagno tra impianto Est – Ovest ed impianto Sud (2030M)

Si nota come il risultato non si discosti molto da quello ottenuto utilizzando la previsione di prezzo del modello RSE. Questo perché la variazione del prezzo stagionale smorza i guadagni dovuti all'introduzione del prezzo quartorario. Il prezzo medio di vendita dell'energia risulta uguale a 58,21 €/MWh per l'impianto sud e 59,34 €/MWh per l'impianto est/ovest "Figura 6-22".

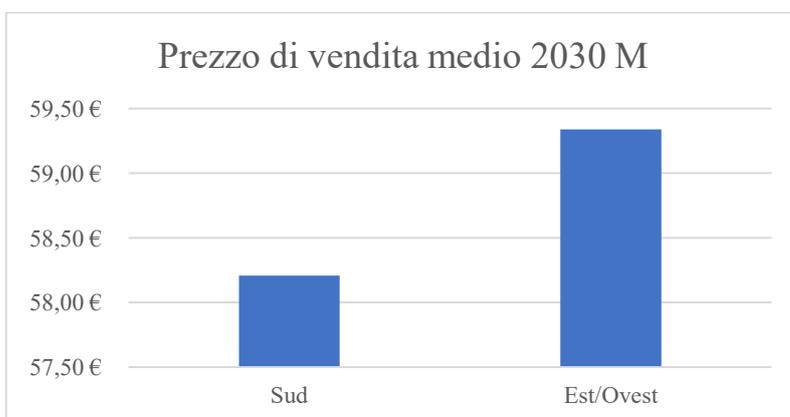


Figura 6-22 Prezzo medio di vendita in rete dell'energia (2030M)

6.4 Confronto anni

In conclusione, per ogni anno analizzato è utile confrontare il guadagno totale per entrambe le configurazioni in modo da evidenziare le differenze di rientro economico delle stesse. Nel grafico in “Figura 6-23” si nota come il prezzo dell’energia previsto in discesa influenza al ribasso il ritorno economico annuale degli impianti, che comunque risulta più vantaggioso per l’impianto rivolto Est-Ovest.

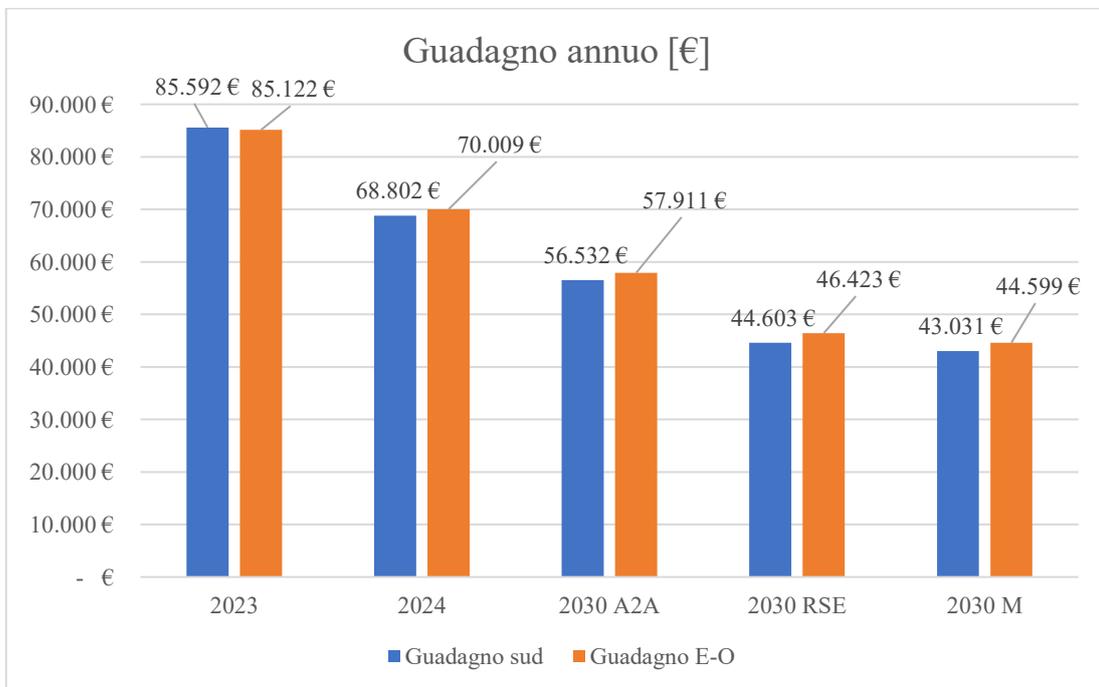


Figura 6-23 Entrate annue impianti

Viene inoltre qui confrontato “Figura 6-24” il prezzo di vendita medio dell’energia per l’impianto Est-Ovest con il prezzo medio dell’energia.

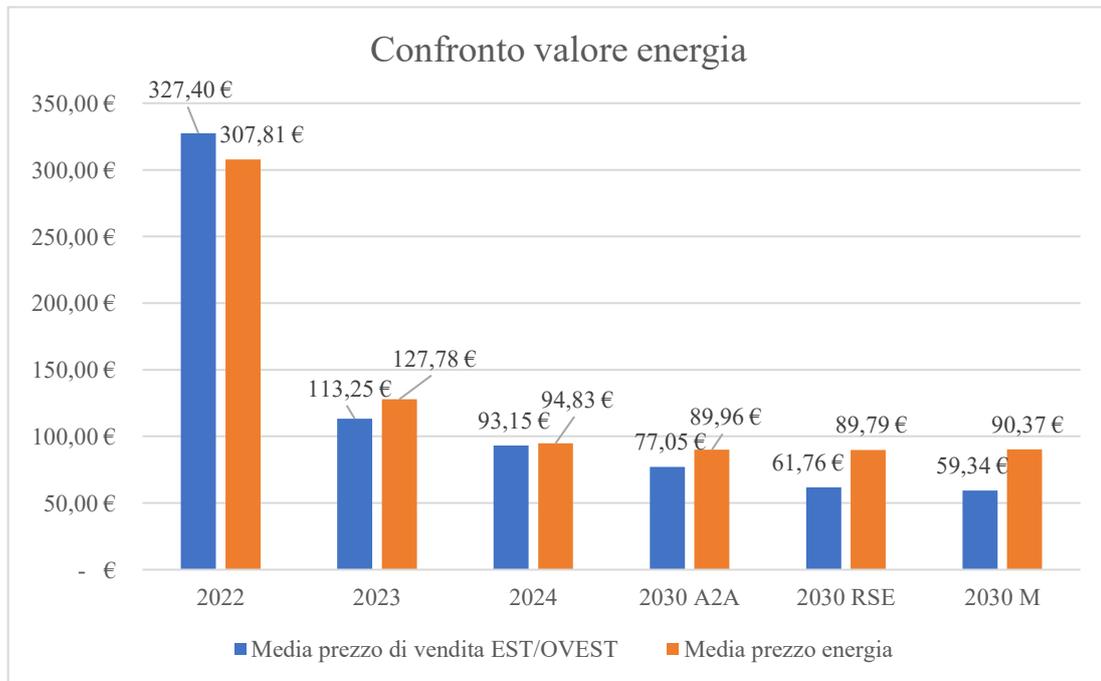


Figura 6-24 Prezzo di vendita medio dell’energia

Si nota come già dal 2023 il prezzo di vendita di energia da fotovoltaico risulta inferiore al prezzo medio dell’energia, questo per via del considerevole aumento del valore dell’energia nei momenti in cui non è presente produzione da impianti fotovoltaici, cioè il prezzo dell’energia durante le ore notturne. Nel 2024 il prezzo medio dell’energia è solamente di poco più alto rispetto alla media del prezzo di vendita da produzione fotovoltaica poiché il prezzo dell’energia notturno ha fatto registrare prezzi piuttosto bassi. Storicamente il prezzo notturno dell’energia è sempre stato più basso rispetto al prezzo giornaliero; come si nota dal trend riportato in questo grafico però, nel prossimo futuro la situazione sarà opposta. Il valore dell’energia immesso tramite gli impianti fotovoltaici, quindi, è previsto in discesa per via della diminuzione dei prezzi dell’energia nel centro giornata.

Viene inoltre calcolata la differenza di prezzo di vendita come il prezzo di vendita dell'energia medio nel caso di orientamento a Est-Ovest meno il prezzo di vendita dell'energia medio nel caso di orientamento a sud per ogni scenario "Figura 6-25".

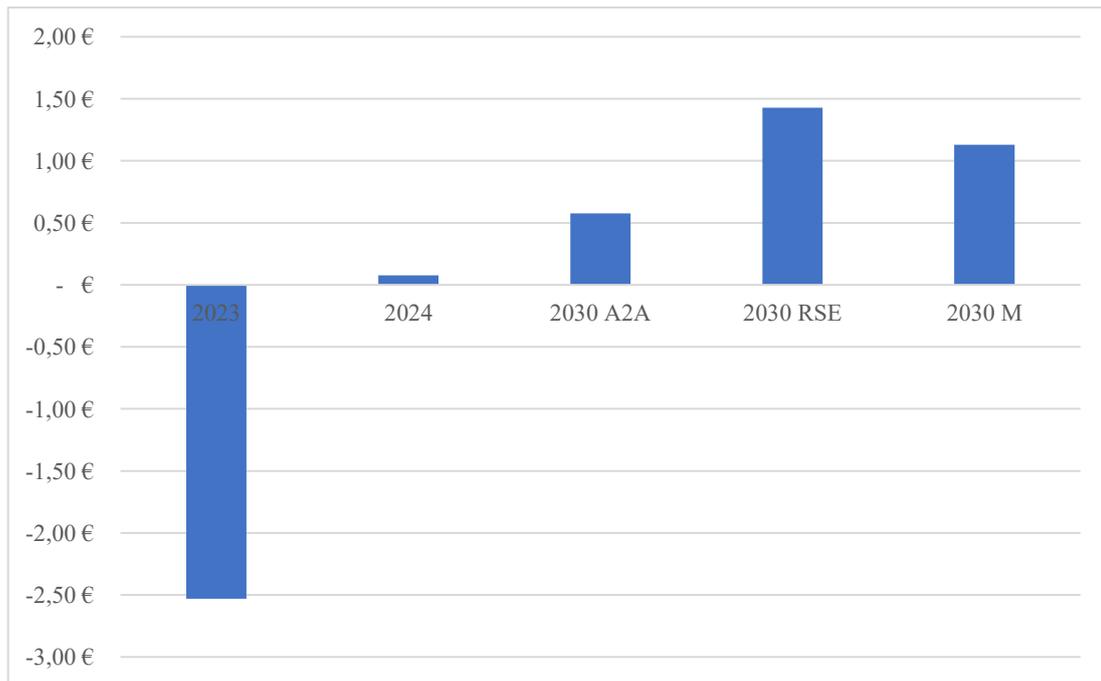


Figura 6-25 Differenza prezzo medio di vendita impianto Est-Ovest vs Sud

Per quanto riguarda la differenza di prezzo di vendita tra i due impianti, il vantaggio dell'impianto Est-Ovest risulta sempre più evidente anche se limitato. Lo scenario previsionale costruito da RSE porta al maggior beneficio generando una remunerazione maggiore di 1,43€/MWh di energia prodotta nel caso dell'impianto Est-Ovest.

Per quanto riguarda le implicazioni dell'abbassamento di valore dell'energia nel centro giornata è stata calcolata la differenza tra il prezzo medio dell'energia annuale e il prezzo di vendita della stessa con impianto Est-Ovest. Risulta evidente che con il passare degli anni la produzione fotovoltaica risulterà sempre meno conveniente per via degli orari di maggior produzione coincidenti con i prezzi orari più bassi, l'installazione Est-Ovest può leggermente mitigare questa tendenza ma non è

sufficiente in caso di vendita in rete dell'energia "Figura 6-26".

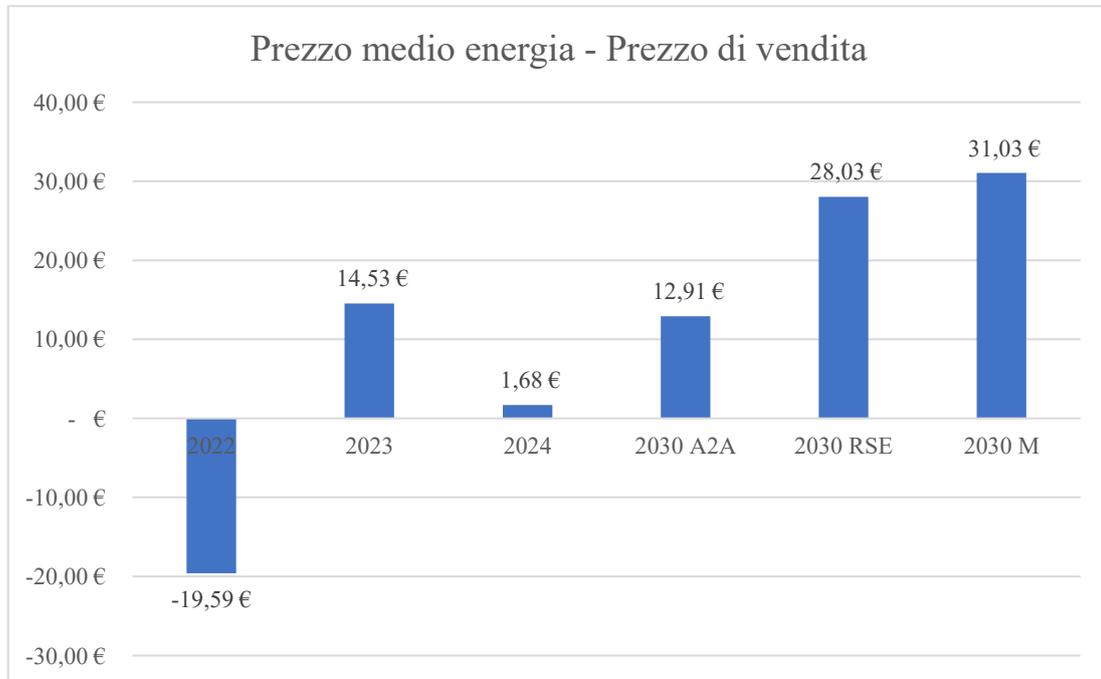


Figura 6-26 Differenza tra prezzo medio dell'energia e prezzo di vendita da produzione fotovoltaica Est-Ovest

Da questa analisi però, risulta come l'utilizzo degli storage accoppiati al fotovoltaico possa diventare sempre più conveniente, fungendo da mitigante, andando a caricare lo storage quando il prezzo dell'energia è inferiore e andando ad immettere in rete quando il prezzo dell'energia è più alto, questo tema sarà affrontato nel capitolo delle possibili evoluzioni future di questa tesi.

7 Confronto impianto Est-Ovest / Sud con autoconsumo virtuale

Nel caso di autoconsumo virtuale, occorre analizzare quale dei due impianti permette di accoppiare meglio i consumi orari con la produzione oraria, in modo da massimizzare l'autoconsumo dell'impianto stesso. Per farlo, si è ipotizzato di accoppiare ai consumi di una società del gruppo, in questo caso "Immobiliare Lanificio Maurizio Sella" un cumulo di impianti siti in provincia di Biella, in modo da identificare quanta potenza è conveniente installare e quale orientamento permette di avere il miglior accoppiamento tra consumi e produzione. L'analisi è stata sviluppata prendendo come riferimento i consumi orari registrati per l'anno 2023.

La società presa in analisi presenta un consumo annuo di energia pari a 5.378,935 MWh; consumo distribuito principalmente durante il centro giornata con una baseline notturna che varia in base alla stagione e che comunque presenta un consumo considerevole. Per avere una maggiore comprensione della distribuzione dei consumi vengono qui riportati graficamente i consumi orari per i mesi di gennaio "Figura 7-1" e luglio "Figura 7-2".

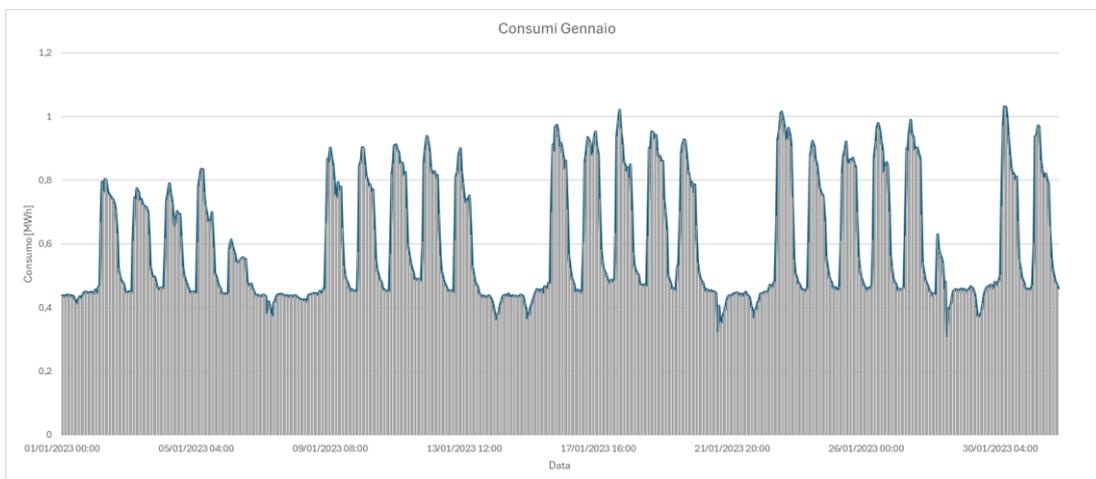


Figura 7-1 Consumi orari società mese di gennaio

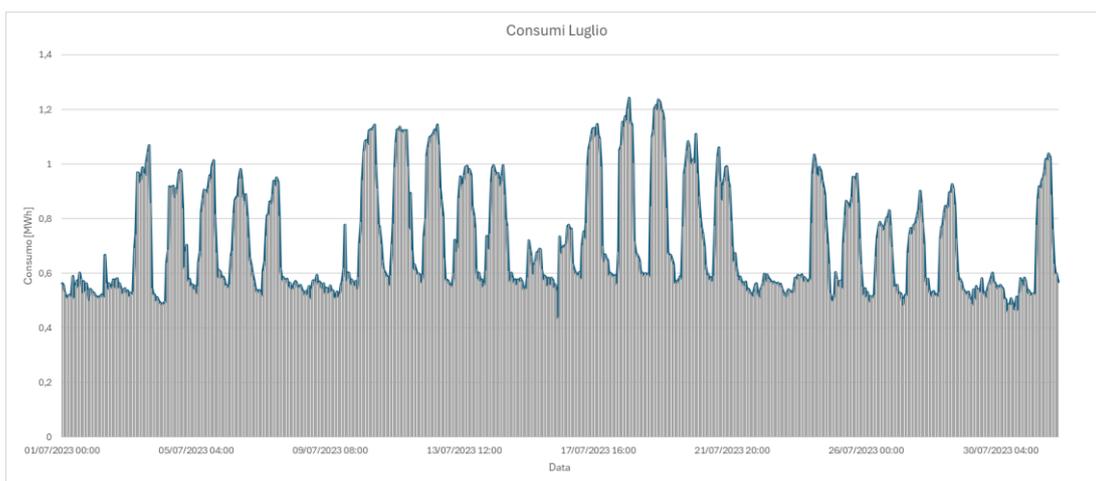


Figura 7-2 Consumi orari società mese di luglio

Mediamente, il livello base dei consumi si attesta intorno ai 500KWh, che durante il giorno, nei giorni lavorativi della settimana, fa registrare picchi fino a oltre 1MWh. Come si nota, i consumi aumentano durante le ore centrali della giornata, in corrispondenza con gli orari di lavoro dei dipendenti della società, questo andamento è molto positivo per un accoppiamento con la produzione fotovoltaica, a differenza delle utenze domestiche che presentano generalmente maggiori consumi durante le ore del mattino e della sera.

Accoppiando la curva di consumo annuale con la curva di produzione di impianti fotovoltaici per un cumulo di potenza installata da 0,4MWp a 6MWp sono stati calcolati:

1. Il beneficio economico annuale in termini di risparmio nell'acquisto dell'energia più il guadagno dovuto all'energia immessa in rete;
2. L'autoconsumo cumulato degli impianti;
3. L'autosufficienza energetica dei consumi;

I risultati di questa analisi sono riportati nei grafici sottostanti, dove viene effettuato un confronto tra impianti installati Est-Ovest e impianti orientati a Sud con inclinazione di 20°, rispettivamente vengono illustrati: in “Figura 7-3” il beneficio economico annuale, in “Figura 7-4” l'autoconsumo degli impianti e in “Figura 7-5” l'autosufficienza energetica della società.

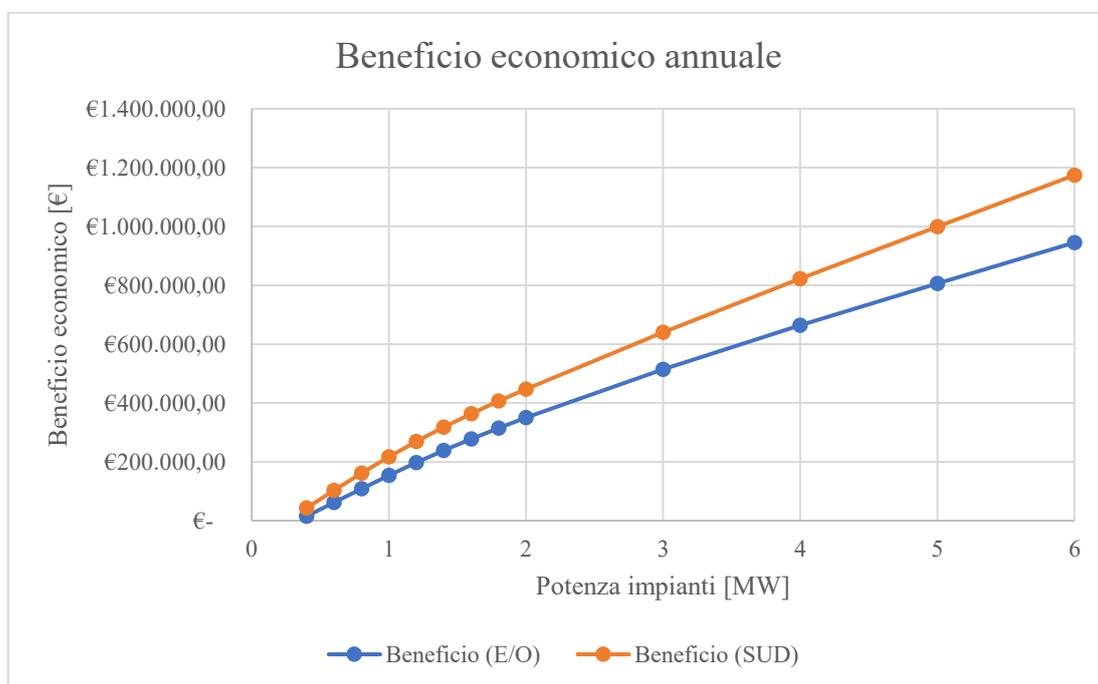


Figura 7-3 Confronto beneficio economico annuale

Il beneficio economico annuale presenta una crescita parabolica fino a circa 3MW di potenza installata per poi avere una crescita pressoché lineare, dovuta alla maggior incidenza della vendita in rete rispetto all'aumento di autoconsumo dell'impianto.

Confrontando impianti di uguale potenza, ovviamente l'installazione a sud permette di avere un maggior beneficio, va però considerato (come riportato nel capitolo 5) che un impianto Est-Ovest permette di installare più potenza negli stessi metri quadri di terreno.

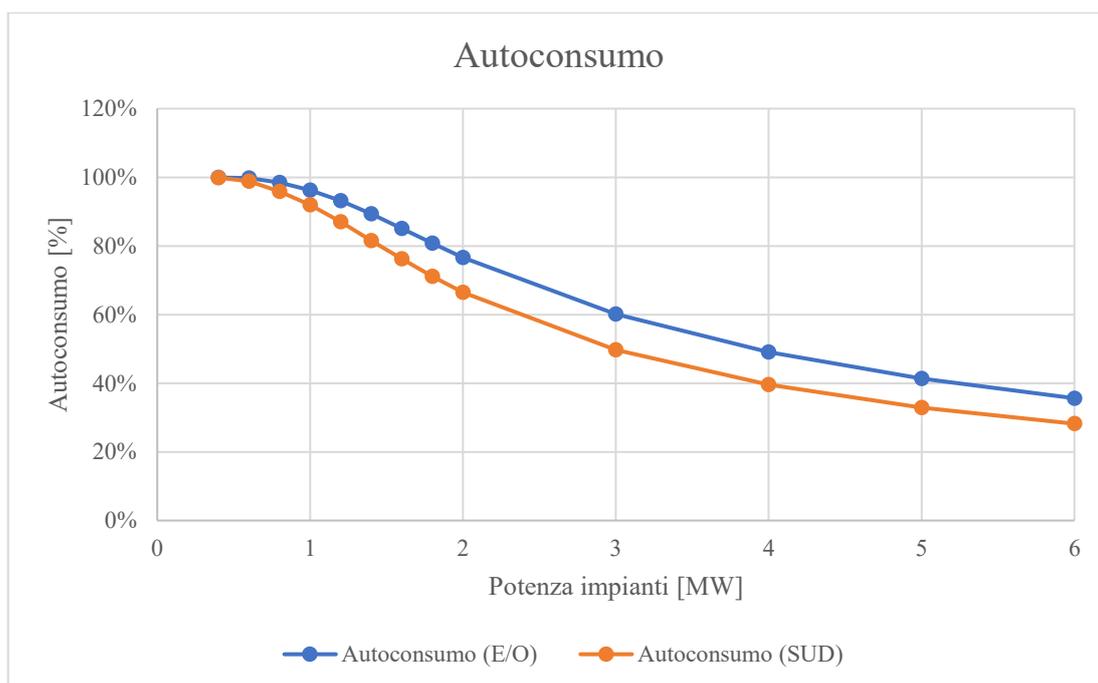


Figura 7-4 Confronto percentuale di autoconsumo

Gli impianti Est-Ovest permettono di avere maggiore autoconsumo, dovuto dalla curva di produzione più larga nelle ore della giornata, in particolare, successivamente verrà presentata in dettaglio la differenza di autoconsumo tra un orientamento e l'altro.

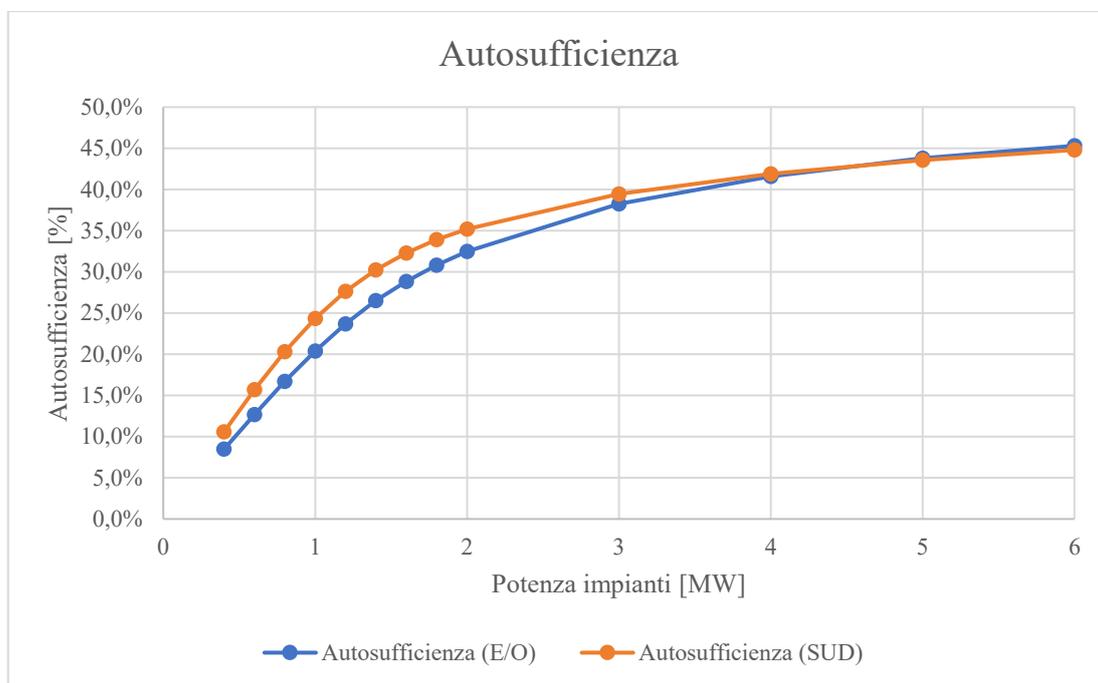


Figura 7-5 Confronto percentuale di autosufficienza

Fino a 4,5 MW gli impianti orientati a Sud offrono maggiore autosufficienza alla società per via della loro maggiore produzione nelle ore di picco di produzione, gli impianti Est-Ovest offrono invece minore autosufficienza fino a questa potenza poiché, soprattutto in inverno, non arrivano a saturare i consumi; dai 5MW di potenza installata in poi, invece, quando gli impianti superano i livelli dei consumi nelle ore di produzione massima, si vede l'effetto della produzione più distribuita durante la giornata degli impianti Est-Ovest che quindi offrono maggiore autosufficienza. Per comprendere meglio questo ragionamento vengono riportate le curve di produzione e consumo per i due impianti, nel mese di gennaio. In particolare, in “Figura 7-6” sono riportate le curve di produzione di impianti fotovoltaici rivolti a sud e inclinati di 20° per un totale di potenza installata pari a 2MW accoppiate ai consumi cumulati della società; in “Figura 7-7” sono riportate le curve di produzione di impianti fotovoltaici a capannina Est-Ovest per un totale di potenza installata pari a 2MW; mentre in “Figura 7-8” e “Figura 7-9” è riportata rispettivamente la curva di produzione accoppiata ai consumi per gli impianti a Sud e per gli impianti a capannina Est-Ovest per una potenza installata totale di 3MW.

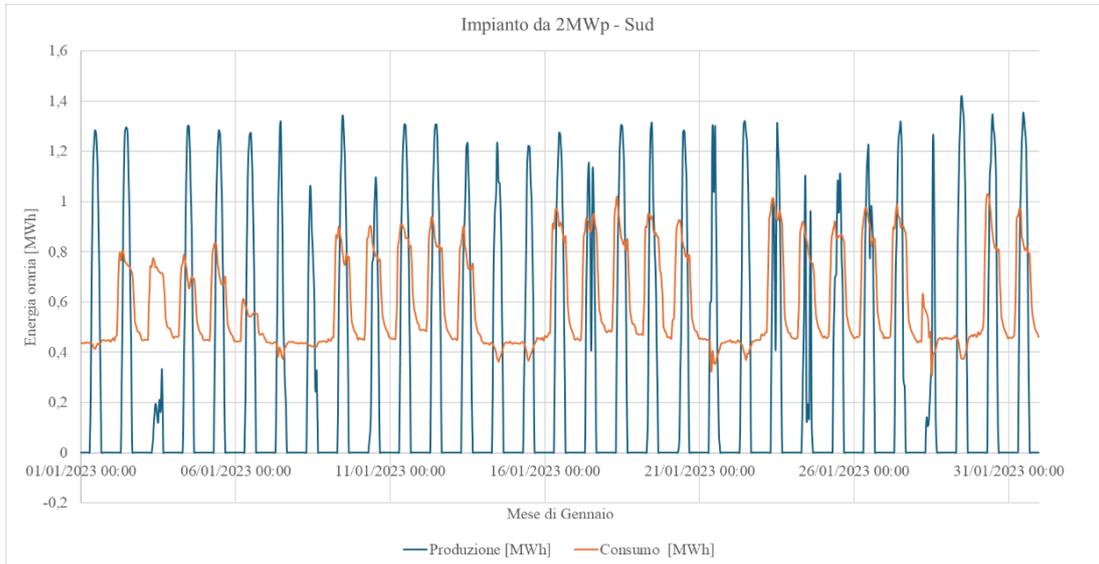


Figura 7-6 Curve di produzione cumulato impianti 2MW orientamento Sud vs curva di consumo (gennaio)

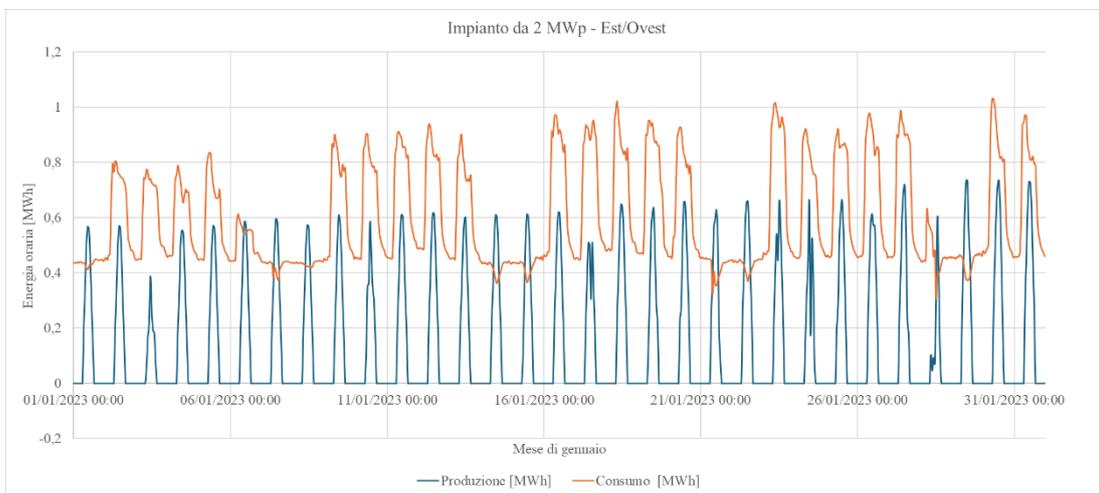


Figura 7-7 Curve di produzione cumulato impianti 2MW orientamento Est-Ovest vs curva di consumo (gennaio)

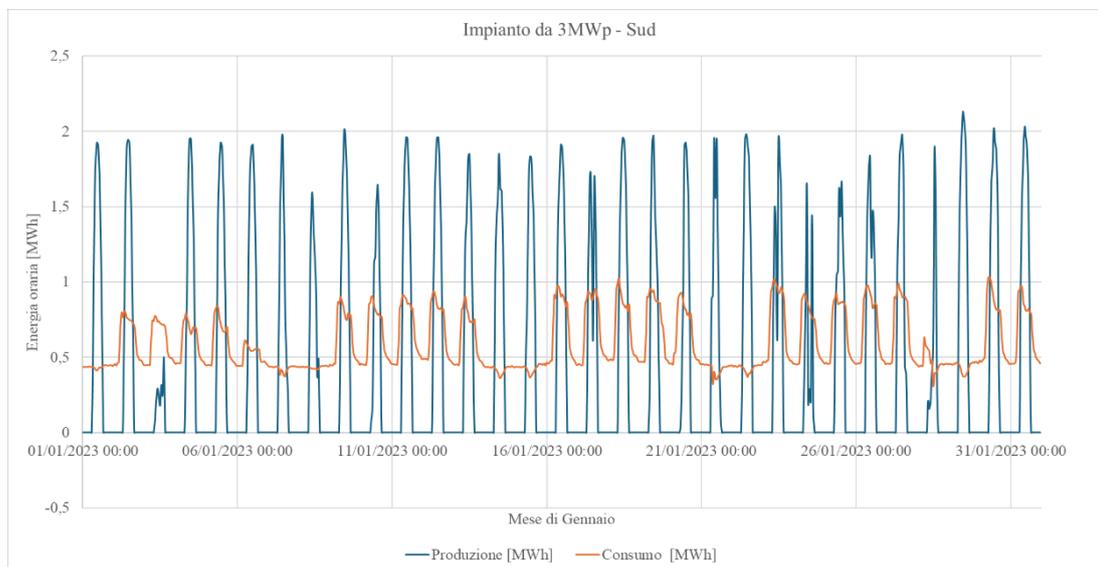


Figura 7-8 Curve di produzione cumulato impianti 3MW orientamento Sud vs curva di consumo (gennaio)

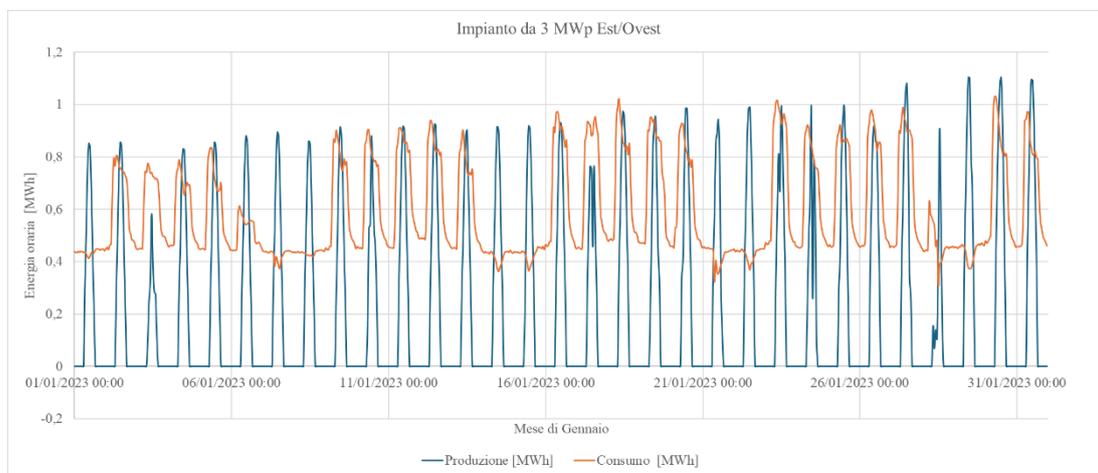


Figura 7-9 Curve di produzione cumulato impianti 3MW orientamento Est-Ovest vs curva di consumo (gennaio)

Nel grafico a pagina successiva è analizzata la differenza di autoconsumo e autosufficienza raggiunti tra un cumulato di impianti a Sud e impianti Est-Ovest “Figura 7-10”.

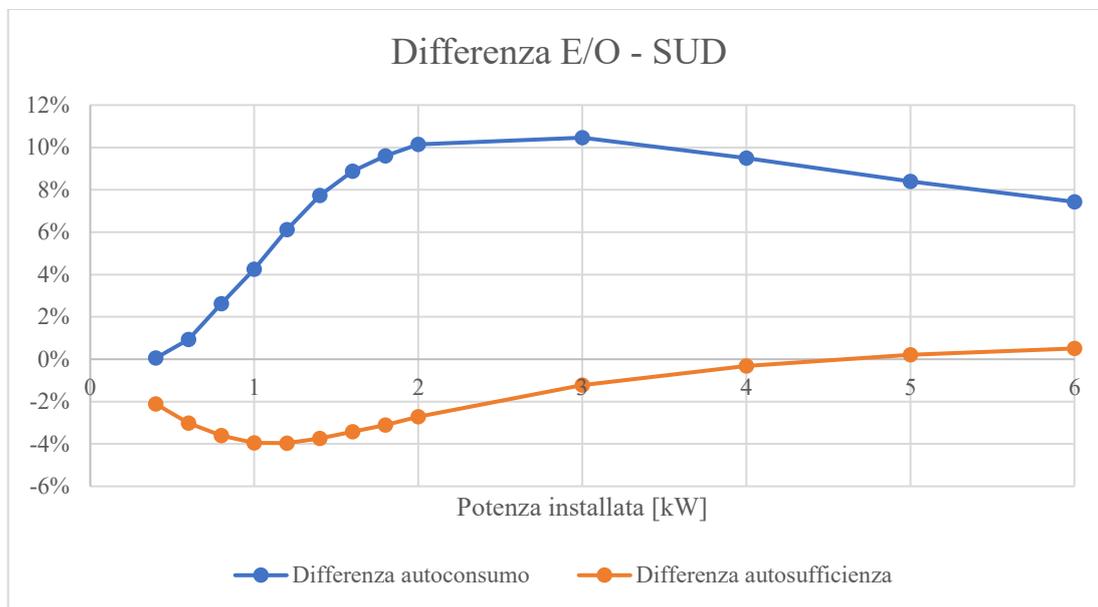


Figura 7-10 Differenza autoconsumo e autosufficienza tra impianti Est - Ovest e impianti Sud

A 3MW si ha la maggiore differenza di autoconsumo tra un impianto e l'altro, con l'orientamento Est-Ovest che produce in autoconsumo il 10% in più rispetto all'impianto rivolto a Sud. Inoltre, poco prima dei 4,5MW di potenza installata, si raggiunge il punto di pareggio per quanto riguarda l'autosufficienza.

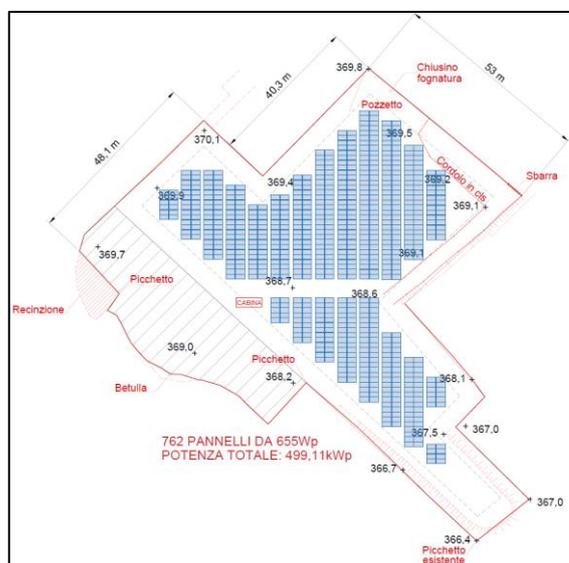
In conclusione, quindi, a parità di potenza installata, per questa particolare situazione di consumo, l'impianto Est/Ovest permette di produrre più energia in autoconsumo, l'autosufficienza invece è maggiore solo oltre i 4,5MW per via della minore produttività degli impianti Est-Ovest a parità di potenza installata.

8 Soluzione finale

8.1 Layout definitivo

Dopo queste analisi si è scelto di procedere dunque con l'impianto rivolto Est-Ovest; questo perché permette di installare più potenza e il costo di investimento iniziale risulta inferiore, permettendo, come descritto prima, di raggiungere il PBT 1 anno prima rispetto all'impianto a sud con zavorra.

A questo punto, dopo le consultazioni con il comune è emerso che non sarà possibile costruire l'impianto nell'area F, quindi si è proceduto con la ridefinizione del layout dell'impianto fino ad arrivare a una configurazione finale che esclude quell'area e concentra il più possibile la presenza dei pannelli nell'area a disposizione lasciando comunque il giusto spazio per le operazioni di manutenzione e pulizia "Figura 8-1".



La configurazione finale prevede quindi 762 pannelli bifacciali da 655Wp per una potenza totale di 499,11 kWp, posizionati in configurazione a capannina EST-OVEST e inclinati di 15° rispetto al piano orizzontale. Questa configurazione viene proposta a 404.279,10 € + Iva per la fornitura di tutti i materiali tra cui:

Figura 8-1 Layout impianto definitivo

- Infrastruttura di media tensione di alimentazione impianto;
- Cabina di trasformazione MT/BT;

- Moduli fotovoltaici bifacciali;
- Inverter di stringa;
- Cavi elettrici di corrente continua dai moduli fotovoltaici fino agli inverter;
- Collegamenti elettrici in corrente alternata;
- Strutture di supporto a terra a capannina;
- Accessori di completamento;
- Progettazione esecutiva e redazione documentazione;
- Esecuzione pratiche di connessione alla rete ENEL / GSE;
- Sistema di monitoraggio remoto;

Dal quale risulta un prezzo al kWp pari a 810,00 €/kWp.

A questo va aggiunto il costo per la trivellazione e l'incamiciatura dei pali in cemento della struttura a capannina che è stato abbassato a 31.220,90 € + Iva al quale vanno aggiunti i seguenti costi accessori:

- Impianto di illuminazione perimetrale;
- Impianto TVCC (Televisione a Circuito Chiuso) con telecamere termiche;
- Recinzione perimetrale con due cancelli di accesso;
- Relazione geologica, pratica sismica e pratica comunale;
- Opere meccaniche, installazione elettrica, ingegneria e direzione lavori;

Per un totale di 62.500,00€ + IVA

Il costo finale complessivo, quindi, risulterà pari a 498.000,00 € + Iva. In questo caso però visto che la società a realizzare l'impianto è "Immobiliare Lanificio Maurizio Sella" essendo una società immobiliare recupera l'aliquota Iva; quindi, ai fini del conto economico non verrà addizionata. A questa somma va aggiunto il costo di realizzazione della connessione pari a 35.000€ come indicato nel preventivo finale consegnato da Enel distribuzione.

8.2 Business plan finale

Per effettuare il conto economico sono stati utilizzati 3 scenari, nel primo scenario è stato preso in considerazione il prezzo medio dell'energia attuale al 2024, nel secondo è stato utilizzato il prezzo medio di vendita dell'energia calcolato per l'anno 2030 nel caso di impianto Est-Ovest, tenendo conto del passaggio al prezzo quartorario e alla variazione di prezzo nelle stagioni. Mentre nel terzo scenario è stato considerato l'utilizzo dell'autoconsumo virtuale con trader che porta l'impianto per il 45% in situazione di autoconsumo. È stata stimata una produzione annua di energia elettrica pari a 555.635 kWh utilizzando il software PVgis considerando sempre un TMY.

8.3 Primo scenario

Nella tabella di seguito vengono riportate le specifiche utilizzate per l'analisi economica "Tabella 8-1".

Tabella 8-1 Specifiche utilizzate per l'analisi economica

VALUTAZIONE ECONOMICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO		
Dati		
Potenza totale	499,11	kWp
Produzione annua stimata	555.635	kWh
Costo netto impianto	564.000,00 €	
Costo al kWp	1.059,89 €	
Ipotesi % autoconsumo	0%	
Ricavi		
Produzione di 1 kW	1.113	kWh/kWp/anno
Decadimento produzione	0,50%	% anno
Costo acquisto energia	210	€/MWh
Prezzo vendita energia	97	€/MWh
Costi		
Manutenzione ordinaria	1%	5.640,00 €
Anno sostituzione inverter	10	
Valore inverter su totale	2,8%	15.792,00 €
Assicurazione	0,5%	2.820,00 €
Altri costi di gestione (servizio di misura, pratiche Dogane, etc.)	0,40%	2.256,00 €

Con questi dati il flusso di cassa netto risulta pari a quello riportato nel grafico in "Figura 8-2".

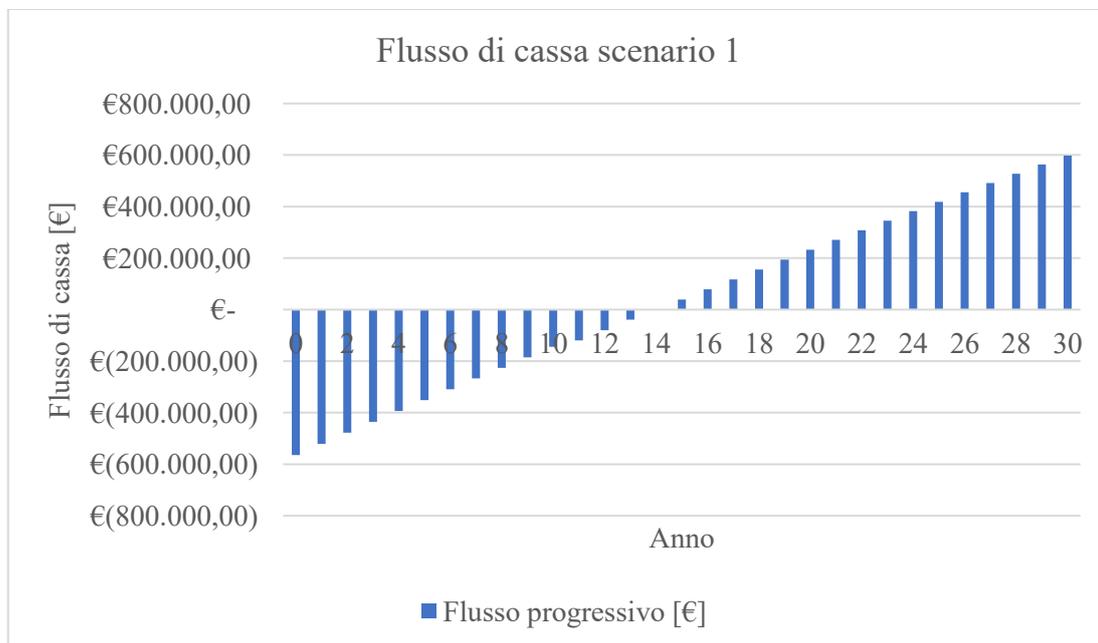


Figura 8-2 Flusso di cassa primo scenario

Come si nota, in questo caso si raggiunge il Payback Time al quattordicesimo anno.

8.4 Secondo scenario

In questo scenario vengono utilizzate le stesse specifiche dello scenario 1, ma il prezzo di vendita dell'energia pari a 59,3 €/MWh (prezzo medio di vendita per impianto Est-Ovest al 2030 con il modello "2030M").

In questo caso il ricavo annuo risulta ovviamente molto inferiore, e quindi i costi annuali incideranno maggiormente sul flusso di cassa annuo. Di conseguenza, nel caso i prezzi dell'energia si attesteranno intorno a questo valore e l'impianto rimanesse in regime di vendita in rete, l'investimento non risulterebbe sostenibile, poiché si rientrerebbe dall'investimento al trentesimo anno "Figura 8-3".

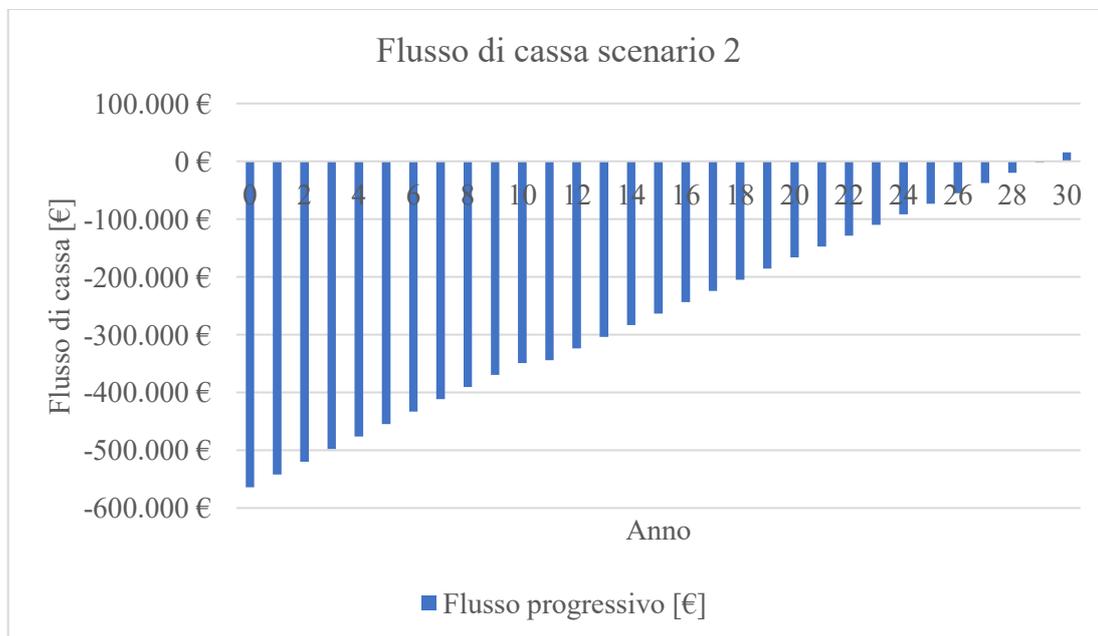


Figura 8-3 Flusso di cassa secondo scenario

8.5 Terzo scenario

Nel caso di autoconsumo diffuso con trader, si considera una percentuale di autoconsumo intorno al 45%. In questo scenario è stato calcolato il flusso di cassa prima considerando un prezzo di vendita dell'energia pari a 59,3 €/MWh e un prezzo di acquisto pari a 128,4 €/MWh come da scenario di prezzo RSE per il 2030 (scenario 3.1) "Figura 8-4". Successivamente, è stato calcolato il flusso di cassa utilizzando il prezzo dell'energia utilizzato nel primo scenario (scenario 3.2) "Figura 8-5".

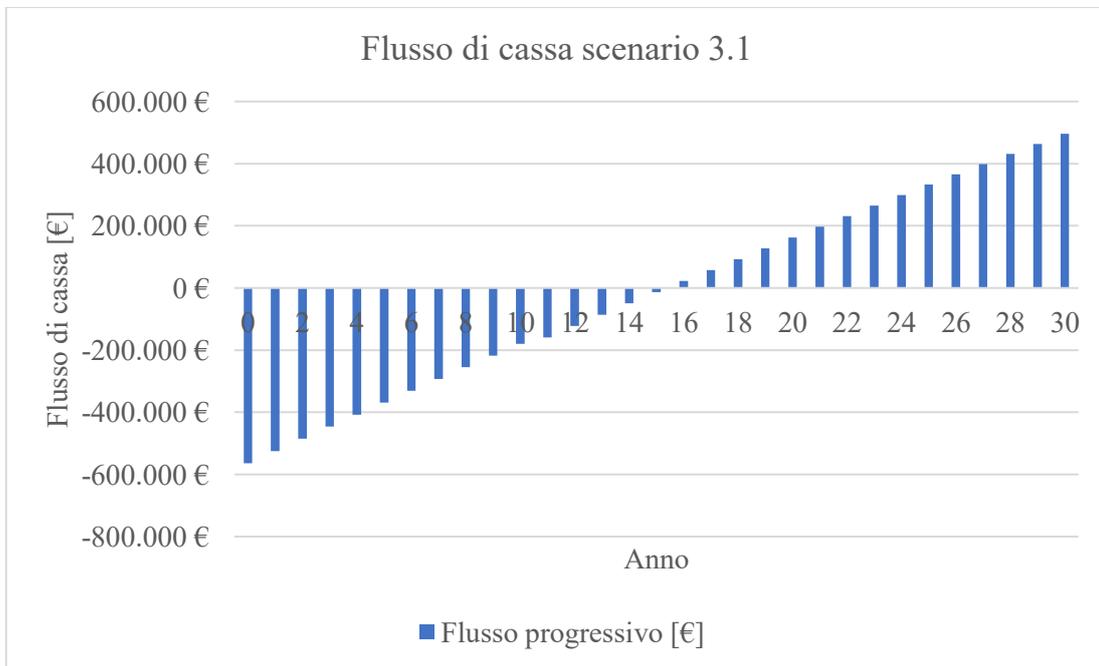


Figura 8-4 Flusso di cassa scenario 3.1

In questo caso il maggior guadagno dovuto alla percentuale di energia auto consumata viene smorzato dal basso prezzo dell'elettricità portando il PBT di questa configurazione a 16 anni.

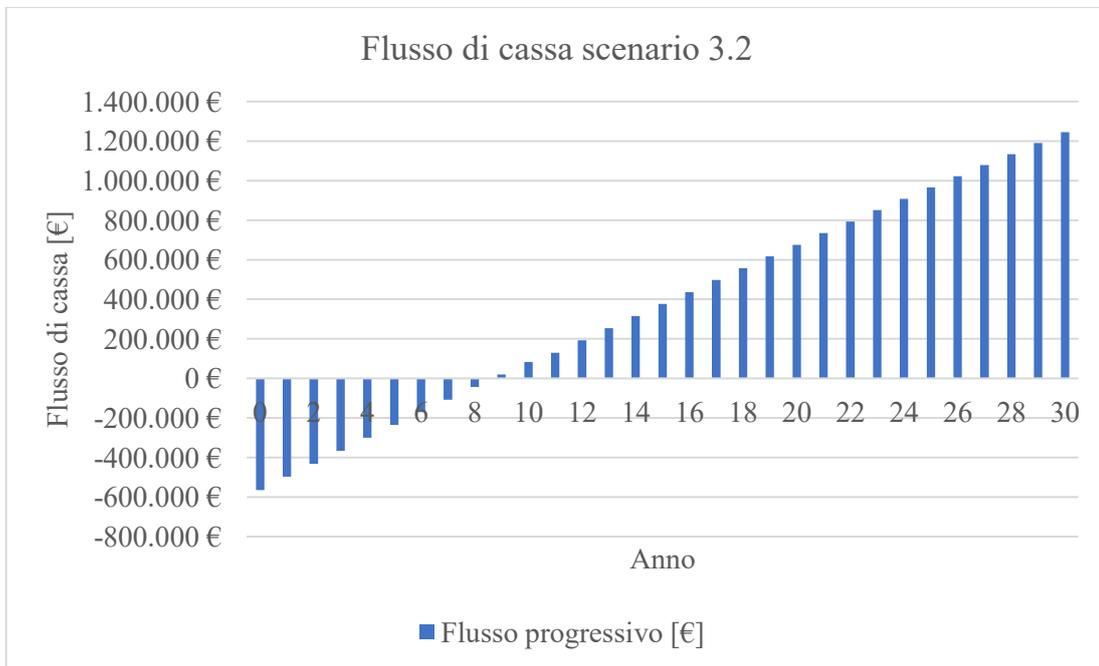


Figura 8-5 Flusso di cassa scenario 3.2

Questo scenario risulta il più vantaggioso di tutti permettendo il rientro dell'investimento in soli 9 anni.

9 Imprevisti prima dell'avvio del cantiere

9.1 Modifiche al progetto e contrattazioni

Circa due mesi prima dell'inizio dei lavori in cantiere, sono emersi problemi riguardanti le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici in configurazione Est-Ovest; in particolare si è verificato un significativo rallentamento nella fornitura di queste strutture, compromettendo il programma di lavoro previsto. Questo imprevisto ha reso necessario un intervento tempestivo per trovare una soluzione alternativa che permettesse di rispettare i tempi di consegna e mantenere i costi complessivi entro i limiti del budget. Dopo alcune valutazioni tecniche ed economiche, è stato raggiunto un accordo per modificare il sistema di fissaggio dei pannelli optando per l'utilizzo di zavorre dedicate; questa soluzione ha offerto il vantaggio di ridurre significativamente i tempi di consegna, senza incidere negativamente sui costi totali del progetto che sono rimasti esattamente invariati dopo alcune contrattazioni. Le zavorre selezionate per questo scopo provengono dall'azienda SunBallast [26], queste zavorre permettono di fissare direttamente i moduli fotovoltaici grazie alla loro configurazione, che include boccole, graffe e bulloneria già predisposte per il montaggio, questo sistema modulare offre grande flessibilità, consentendo l'installazione dei pannelli in diverse configurazioni per adattarsi alle specifiche esigenze del progetto, inoltre la facilità di assemblaggio e installazione delle zavorre contribuisce a velocizzare ulteriormente i tempi di realizzazione dell'impianto.

Il sistema SunBallast è stato progettato specificamente per l'installazione di moduli fotovoltaici su coperture piane, questo comporta la necessità di preparare adeguatamente il terreno prima dell'installazione, seguendo specifiche procedure che verranno dettagliate nel paragrafo successivo; la corretta preparazione del terreno è fondamentale per garantire la stabilità dell'impianto, in modo da evitare problemi strutturali di affossamento delle strutture e ridurre le operazioni di taglio dell'erba.

Le zavorre utilizzate nel progetto sono plinti in cemento di forma triangolare, inclinate di 10° e con un peso di 70 kg ciascuna; di seguito vengono riportate l'immagine tridimensionale e le proiezioni tecniche delle zavorre, tratte dalla scheda tecnica fornita dal produttore "Figura 9.1", "Figura 9.2".

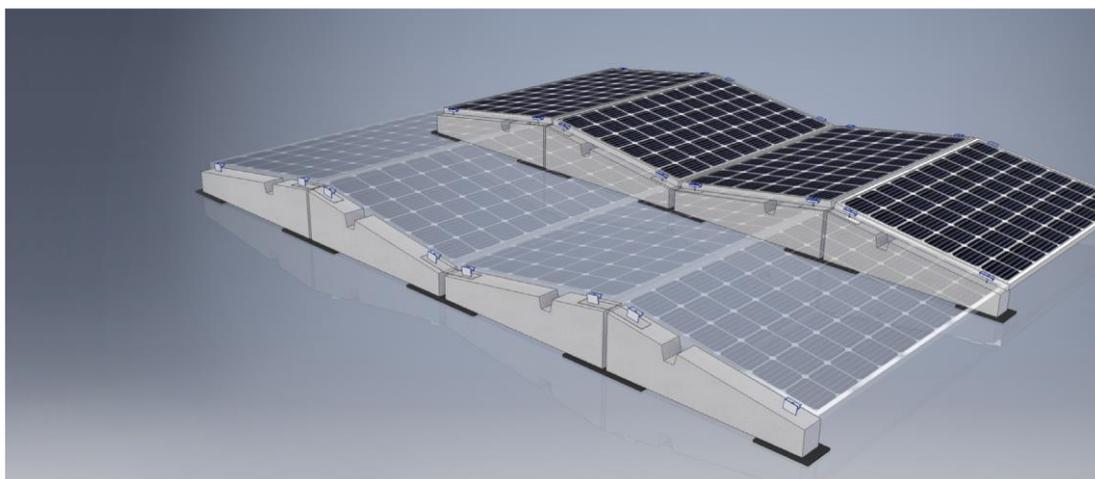


Figura 9-1 Vista tridimensionale struttura zavorre

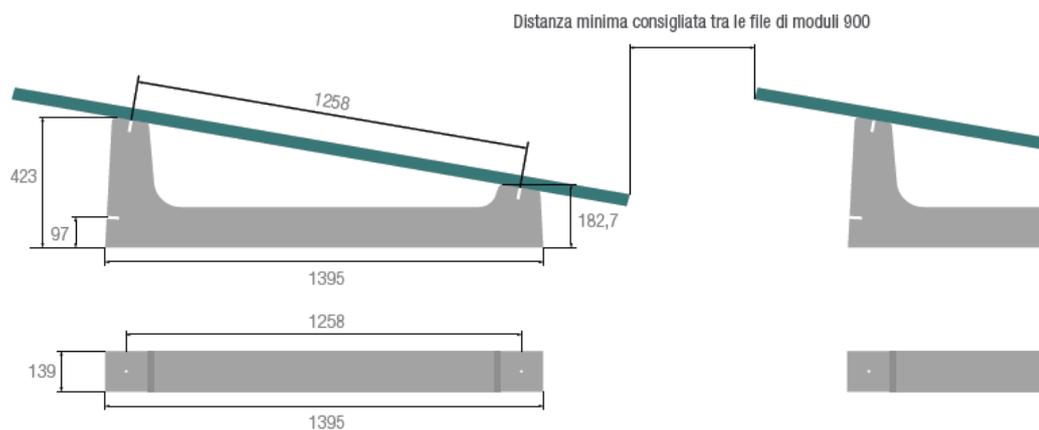


Figura 9-2 Proiezioni tecniche zavorre

9.2 Modifica al layout per corridoio destinato a sviluppo stradale

A questo punto è stato necessario modificare leggermente il layout in quanto dalle ultime consultazioni in comune è emerso che nell'area selezionata è presente un

corridoio destinato allo sviluppo stradale, visibile dalle mappe nel piano regolatore “Figura 9-3” tuttavia questa modifica non ha inciso sostanzialmente sul layout dell’impianto poiché i pannelli precedentemente previsti in quell’area sono stati riposizionati in altre aree libere all’interno del terreno.

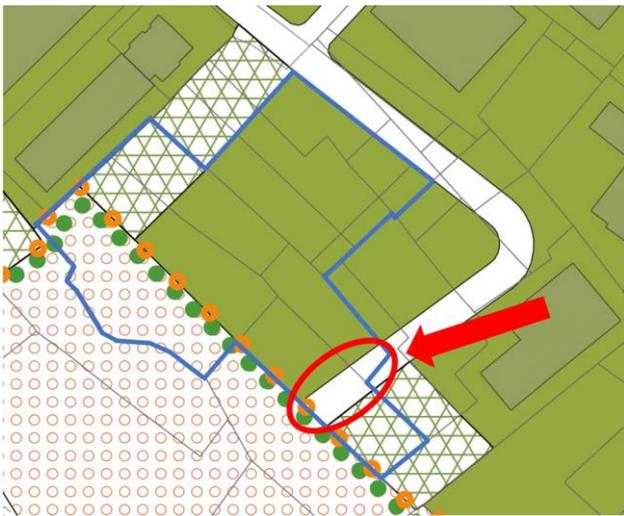


Figura 9-3 Area del terreno contrassegnata come strada

9.3 Preparazione del terreno

Per poter posizionare correttamente le zavorre, è necessario preparare adeguatamente il terreno, in modo da evitare ristagni d'acqua e la crescita dell'erba. Dato che queste zavorre portano la parte bassa dei pannelli fotovoltaici a meno di 20 cm di altezza dal terreno, è molto importante evitare la crescita dell'erba, poiché i tagli necessari sarebbero molto più frequenti rispetto a quelli richiesti per le strutture standard. Inoltre, è altrettanto importante livellare a regola d'arte il terreno di appoggio.

Il processo di preparazione del terreno prevede inizialmente una livellatura sommaria con l'ausilio di un escavatore a benna, questa operazione consente di creare una superficie di base uniforme con costi relativamente contenuti, considerando il fatto che il terreno è già sostanzialmente pianeggiante, come riportato nel rilievo altimetrico in "Figura 9-4".

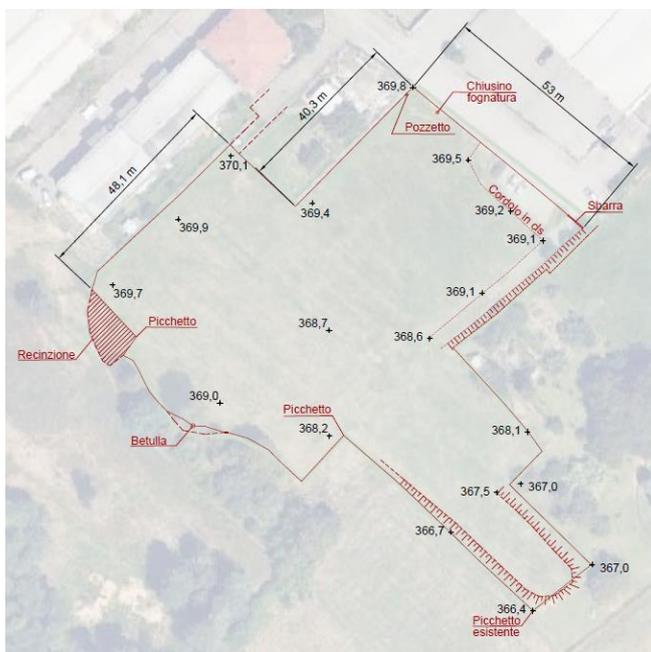


Figura 9-4 Rilievo altimetrico terreno

Successivamente, verrà posato un telo tessuto non tessuto, che serve a separare il terreno dallo strato superiore prevenendo la crescita dell'erba senza impermeabilizzare

il suolo e permettendo al terreno di mantenere la sua capacità drenante, evitando i ristagni d'acqua. Sopra al telo, verrà aggiunto uno strato di 15 cm di stabilizzato ghiaia che verrà successivamente compattato con un rullo compattatore, lo strato di ghiaia permette di aumentare la resistenza alla crescita dell'erba oltre a distribuire uniformemente il peso delle zavorre evitando che queste, nel tempo, possano sprofondare nel terreno, questo strato inoltre riduce ulteriormente il rischio di ristagni.

Le procedure di preparazione del terreno qui descritte permettono di creare una superficie stabile e uniforme, ottimale per la posa delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici, minimizzando inoltre le esigenze di manutenzione legate alla gestione del terreno.

10 Partenza cantiere

Per iniziare i lavori il comune ha richiesto una Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata (DILA) in quanto l'impianto fotovoltaico ha potenza inferiore a 1MW e si trova interamente in un'area idonea come indicato nell'articolo 4, comma 2-bis del D.Lgs. n. 28/11; la stessa normativa avrebbe richiesto una PAS (Procedura Abilitativa Semplificata) per impianti di potenza fino a 10 MW e l'autorizzazione unica nel caso di impianti di potenza superiore [27]. Per garantire la sicurezza durante i lavori, è necessario implementare diverse procedure. Va nominato il responsabile dei lavori che supervisiona tutte le attività e garantisce il rispetto delle norme di sicurezza. Il responsabile dei lavori deve designare un Coordinatore per la Sicurezza in fase di Progettazione (CSP) e un Coordinatore per la Sicurezza in fase di Esecuzione (CSE). Il CSP è responsabile della redazione del Piano di Sicurezza e Coordinamento (PSC) mentre il CSE verifica l'applicazione delle misure di sicurezza durante l'esecuzione dei lavori. La segnaletica di sicurezza deve essere installata per indicare le aree di pericolo e le vie di fuga, e deve essere visibile e comprensibile a tutti i lavoratori. Infine, è essenziale effettuare controlli e sopralluoghi periodici per verificare il rispetto delle norme di sicurezza e il proseguo dei lavori in cantiere.

11 Implementazioni aggiuntive

11.1 Opere di mitigazione impatto ambientale

L'impatto paesaggistico di questa configurazione è limitato per via della bassa altezza di montaggio dei pannelli fotovoltaici, che grazie al sistema di ancoraggio utilizzato sono molto vicini a terra. Di conseguenza per limitare l'impatto visivo paesaggistico dell'impianto è sufficiente realizzare una barriera vegetale corrispondente al confine dell'impianto utilizzando alberi a medio fusto.

11.2 Sistema di monitoraggio impianto

L'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con un sistema di monitoraggio remoto, che consentirà di analizzare in tempo reale il funzionamento dell'intero impianto; questo sistema permetterà di effettuare studi dettagliati sulla produttività, fornendo dati utili per ottimizzare le prestazioni energetiche. In aggiunta, l'impianto sarà dotato di allarmi automatici, progettati per avvisare tempestivamente in caso di calo anomalo della produzione; questo consentirà di intervenire rapidamente in caso di malfunzionamento come la rottura di qualche modulo o guasto degli inverter, riducendo al minimo i tempi di inattività e garantendo una maggiore efficienza operativa.

Grazie al sistema di monitoraggio sarà possibile garantire una gestione più efficace e proattiva dell'impianto fotovoltaico, ottimizzando la resa energetica dello stesso nel tempo.

11.3 Contratto di pulizia e manutenzione impianto

Per garantire la durata e l'efficienza dell'impianto è necessario sottoscrivere un contratto di pulizia e manutenzione adeguato. Le attività di manutenzione sono

essenziali per assicurare il corretto funzionamento e la longevità dell'impianto fotovoltaico, è importante effettuare ispezioni visive regolari per identificare eventuali danni fisici ai moduli, ai cavi e alle strutture di supporto. Tramite il sistema di monitoraggio è inoltre fondamentale controllare le prestazioni dell'impianto in modo da identificare eventuali cali di produzione che indicano una riduzione dell'efficienza dello stesso per via di un malfunzionamento o dello sporco dei moduli. È importante effettuare la pulizia dei moduli almeno due volte l'anno poiché la sporcizia accumulata su di essi può ridurre la produzione degli stessi anche fino al 30%; per lavare e pulire i pannelli fotovoltaici occorre utilizzare acqua demineralizzata e specifici detergenti per evitare che si formino aloni sul vetro dei pannelli, in particolare vengono utilizzati specifici detergenti per la pulizia dei pannelli fotovoltaici che devono essere delicati e idrofobici in modo da respingere l'acqua piovana, per effettuare la pulizia possono essere utilizzati sia robot radiocomandati che spazzole con lancia telescopica appositamente progettate che hanno un costo inferiore ma che richiedono più tempo di pulizia soprattutto per impianti di grandi dimensioni.

12 Evoluzioni future

L'integrazione di un sistema di accumulo di energia all'impianto fotovoltaico può essere considerata come una possibile implementazione futura al progetto, destinata a migliorare la competitività e l'efficienza dell'impianto stesso, qualunque sia la sua configurazione per la vendita dell'energia; in autoconsumo diffuso o in regime di vendita in rete.

In caso di autoconsumo diffuso, l'introduzione di un sistema di accumulo permette di gestire in modo più efficiente l'energia prodotta, caricandosi durante le ore in cui la produzione è superiore alla domanda delle utenze e scaricandosi quando la produzione fotovoltaica è minore della domanda. In questo modo è possibile autoconsumare la maggior parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, dimensionando accuratamente il sistema di accumulo in base alle utenze ad esso accoppiate. In questo caso occorre utilizzare un sistema di accumulo di lunga durata (8 ore) in modo da spostare il picco di produzione giornaliera del fotovoltaico durante le ore di consumo serali delle utenze.

In caso di vendita dell'energia in rete invece, è possibile ricaricare lo storage quando il prezzo dell'energia è basso e scaricarlo nelle ore di picco di domanda quando il prezzo dell'energia aumenta significativamente. Come è stato illustrato nei capitoli precedenti il minor prezzo dell'energia si registra intorno alla metà della giornata mentre il maggior prezzo dell'energia si registra nelle prime ore serali; quindi, in questo caso occorre utilizzare un sistema di accumulo a batteria di media durata (4 ore). In questo caso il sistema di accumulo può anche essere sottodimensionato in quanto il guadagno rispetto al time shifting dell'energia aumenta rispetto al massimo sfruttamento dello storage nei giorni di maggior differenza del prezzo dell'energia.

I sistemi di accumulo possono offrire inoltre opportunità di guadagno partecipando ai servizi ancillari come la regolazione della frequenza, il supporto alla tensione e le riserve operative in modo da aiutare il sistema elettrico a mantenere la stabilità della

rete elettrica. Il meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico (MACSE) di Terna rappresenta un'ulteriore opportunità per massimizzare i benefici dell'integrazione di un sistema di accumulo all'impianto fotovoltaico. MACSE è un mercato progettato per incentivare la partecipazione attiva degli operatori alla gestione della rete elettrica, premiando la flessibilità e la capacità di rispondere alle esigenze del sistema.

In questa tesi è stata svolta un'analisi che ipotizza l'utilizzo di due storage differenti: uno dimensionato per aumentare l'autosufficienza di una società del gruppo sfruttando la tecnologia dell'autoconsumo diffuso con l'utilizzo di più impianti fotovoltaici appartenenti alla società e uno dimensionato per sfruttare la differenza di prezzo tra il centro giornata e la sera sempre in regime di autoconsumo diffuso in modo da ottenere il maggior beneficio economico possibile.

12.1 Tecnologie di accumulo elettrochimico

Le principali tecnologie di accumulo elettrochimico hanno subito significativi sviluppi negli ultimi decenni; le batterie al piombo-acido, al nichel-cadmio e agli ioni di litio sono le soluzioni attualmente più diffuse sul mercato.

Le batterie al piombo-acido sono state una delle prime tecnologie di accumulo elettrochimico sviluppate, la loro energia specifica si aggira attorno ai 35 – 40 Wh/kg, quindi, presentano una densità energetica piuttosto bassa ma sono ancora ampiamente utilizzate data la loro affidabilità e basso costo iniziale; queste batterie però garantiscono pochi cicli di carica e scarica e sono quindi meno adatte per applicazioni di stoccaggio di grande scala.

Le batterie al nichel-cadmio (NiCd) rappresentano un miglioramento rispetto alle batterie al piombo-acido in termini di cicli di carica e scarica e capacità di operare in un range di temperature più elevato; il loro uso però è diminuito per via della tossicità del cadmio e per via delle difficoltà in fase di smaltimento.

Le batterie agli ioni di litio (Li-Ion) hanno dominato il panorama dell'accumulo di energia negli ultimi dieci anni, grazie alla loro superiore densità energetica (90 – 300 Wh/kg) e alla possibilità di effettuare molti più cicli di carica e scarica. Queste batterie permettono la realizzazione di pacchi batteria più leggeri e compatti, che hanno portato questa tecnologia a coprire attualmente il 90% del mercato dei trasporti per l'elettrificazione dei veicoli. Per le applicazioni di stoccaggio energetico stazionario, i requisiti di densità energetica e peso sono meno stringenti, con maggiore enfasi su costi ridotti e utilità. Negli ultimi anni, il prezzo delle batterie agli ioni di litio è sceso drasticamente da circa 800 \$/kWh nel 2013 a meno di 140 \$/kWh nel 2023 grazie ai progressi nella ricerca, alle economie di scala e alle innovazioni tecnologiche. L'innovazione più interessante per quanto riguarda la tecnologia agli ioni di litio sono le batterie al litio ferro fosfato (LFP) che hanno avuto una significativa riduzione dei prezzi che sono addirittura scesi al di sotto di 100 \$/kWh nel 2023. Le batterie LFP a differenza delle tradizionali batterie agli ioni di litio con chimica nichel-manganese-cobalto oltre ad avere un costo inferiore hanno una durata superiore offrendo un maggior numero di cicli di carica e scarica e presentano meno problemi in termini di approvvigionamento delle materie prime.

Le batterie agli ioni di sodio ci si aspetta che inizino a penetrare nel mercato energetico intorno al 2030 con una quota di aggiunte annuali di capacità che raggiungerà circa il 10%; queste batterie sono molto interessanti in quanto non richiedono l'utilizzo di minerali critici dal punto di vista dei costi e dell'approvvigionamento come il litio e in futuro potrebbero quindi essere prodotte a un costo inferiore alle batterie LFP. Queste batterie presentano meno densità energetica rispetto alle batterie LFP ma hanno una durata più elevata [28].

12.2 Costi degli accumuli utility scale

I costi dei progetti di accumulo su scala industriale possono variare significativamente in base alle condizioni specifiche del sito e delle tecnologie utilizzate. I progetti recenti di accumulo su scala industriale sono stati realizzati con costi che variano da 500

\$/kWh a 200 \$/kWh. La media globale dei costi di realizzazione di sistemi di accumulo nel 2022 è stata pari a 290 \$/kWh ed è previsto arriverà a 175 \$/kWh nel 2030. I progetti di accumulo di energia con capacità maggiore presentano un costo unitario minore per effetto dell'economia di scala; infatti, il prezzo medio varia a seconda dei range di capacità. Le riduzioni previste dei costi di accumulo derivano dai miglioramenti nella tecnologia delle batterie e nella produzione che sarà sempre più standardizzata dato che il numero di accumuli prodotti aumenterà significativamente nei prossimi anni [28]. Queste premesse sono state utilizzate per stimare un prezzo al kWh utilizzato per le analisi successive riguardo all'introduzione di un accumulo nell'impianto fotovoltaico studiato.

12.3 Modello di accumulo con autoconsumo diffuso a copertura consumi

In caso di autoconsumo diffuso con trader, come specificato nel capitolo dedicato, vengono accoppiate le unità di produzione con le unità di consumo secondo ragione sociale; per questo motivo si ipotizza di utilizzare un insieme di impianti con orientamento Est-Ovest come quello descritto in questa tesi che totalmente vadano a produrre un quantitativo di energia pari a quella consumata dalla società presa in analisi che in questo caso è Immobiliare Lanificio Maurizio Sella. Analizzando i dati di consumo al 2023 risulta che la società ha prelevato un quantitativo di energia pari a 5378 MWh, di conseguenza si è deciso di accoppiare un quantitativo di impianti per una potenza installata pari a 5MW che secondo la stima oraria sviluppata con il software PVgis utilizzando un TMY porta a una produzione annua di energia uguale a 5608 MWh.

Per accoppiare lo storage agli impianti è stato sviluppato un modello di accumulo elettrochimico che gestisce la batteria in modo da ottimizzare l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta. Sono state analizzate diverse configurazioni con una capacità di accumulo installata che varia da 2MWh a 20MWh con potenza massima di carica e scarica pari alla metà della capacità della batteria. Inoltre, per preservare nel

tempo lo stato delle batterie di accumulo è stata considerata una profondità di scarica (DOD) dello storage pari al 20% e uno stato di carica massimo raggiungibile uguale al 99% della capacità massima; per modellare il sistema di stoccaggio energetico si è considerato un fattore di autoscarica pari a $7,99 \cdot 10^{-6}$ [%/dt] che tiene conto dell'autoscarica della batteria in situazioni di riposo; l'efficienza del sistema è stata ipotizzata al 95%. Lo stato di carica dello storage al tempo t+1 è stato calcolato con la formula:

$$SOC_{(t+1)} = SOC_{(t)} + \left[\eta_c P_c(t) - \frac{P_d(t)}{\eta_d} \right] * \Delta t * (1 - f_a)$$

Dove:

- $SOC_{(t+1)}$: Stato di carica al tempo t+1 [%]
- $SOC_{(t)}$: Stato di carica al tempo t [%]
- η_c : efficienza di carica
- η_d : efficienza di scarica
- P_d : Potenza di scarica
- P_c : Potenza di carica
- f_a : Fattore di autoscarica

Imponendo le seguenti condizioni al contorno:

- $20\% < DOD < SOC < 99\%$
- Se $P_c(t) > P_{max}$, $P_c = P_{max}$ e $P_{extr} = p(t) - P_{max}$ immessa in rete
- Se $P_d(t) > P_{max}$, $P_d = P_{max}$ e $P_{extr} = p(t) - P_{max}$ importata dalla rete

Accoppiando quindi per ogni ora dell'anno i consumi, la produzione fotovoltaica e il modello di accumulo descritto nelle formule precedenti è stato calcolato ora per ora lo stato di carica della batteria. A questo punto è stato possibile procedere con il bilancio energetico totale del sistema andando a calcolare ora per ora l'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete potendo così effettuare il bilancio energetico annuale per ogni configurazione.

Per poter dimensionare lo storage che verrà utilizzato per le analisi successive, per diverse capacità di accumulo installate è stato calcolato l’autoconsumo di energia fotovoltaica, l’autosufficienza energetica della società raggiunta e il Payback Time del sistema di accumulo calcolato come:

$$PBT = \frac{\text{Costo sistema di accumulo}}{\text{Beneficio annuo derivante dall'accumulo}}$$

Dove, il costo del sistema di accumulo è stato calcolato considerando 290 €/kWh per i kWh di capacità dello storage, mentre, il beneficio annuo derivante dall’accumulo è stato calcolato come il beneficio annuo derivante dal sistema accumulo e fotovoltaico meno il beneficio economico che si avrebbe senza l’installazione dell’accumulo.

I risultati di questa analisi sono riassunti in “Tabella 12-1”:

Tabella 12-1 Risultati bilancio energetico fotovoltaico + storage con capacità diverse

Capacità storage [MWh]	Autoconsumo %	Autosufficienza %	PBT [anni]
2	46,7%	49,9%	21,9
4	53,9%	57,6%	15,0
6	60,3%	64,4%	13,7
8	65,4%	69,9%	13,9
10	68,6%	73,3%	15,0
12	69,9%	74,7%	17,0
14	70,5%	75,3%	19,4
16	71,0%	75,9%	21,8
18	71,4%	76,3%	24,1
20	71,8%	76,7%	26,5

Si nota come il PBT minimo viene raggiunto con una capacità di accumulo installata pari a 6 MWh, mentre, l’autoconsumo e l’autosufficienza aumentano progressivamente con l’aumentare della capacità di accumulo, è evidente però come questi ultimi aumentino significativamente da 2MWh di capacità installata sino a 10MWh e crescono più lentamente oltre questa soglia portandosi verso un asintoto orizzontale come si nota nel grafico in “Figura 12-1”.

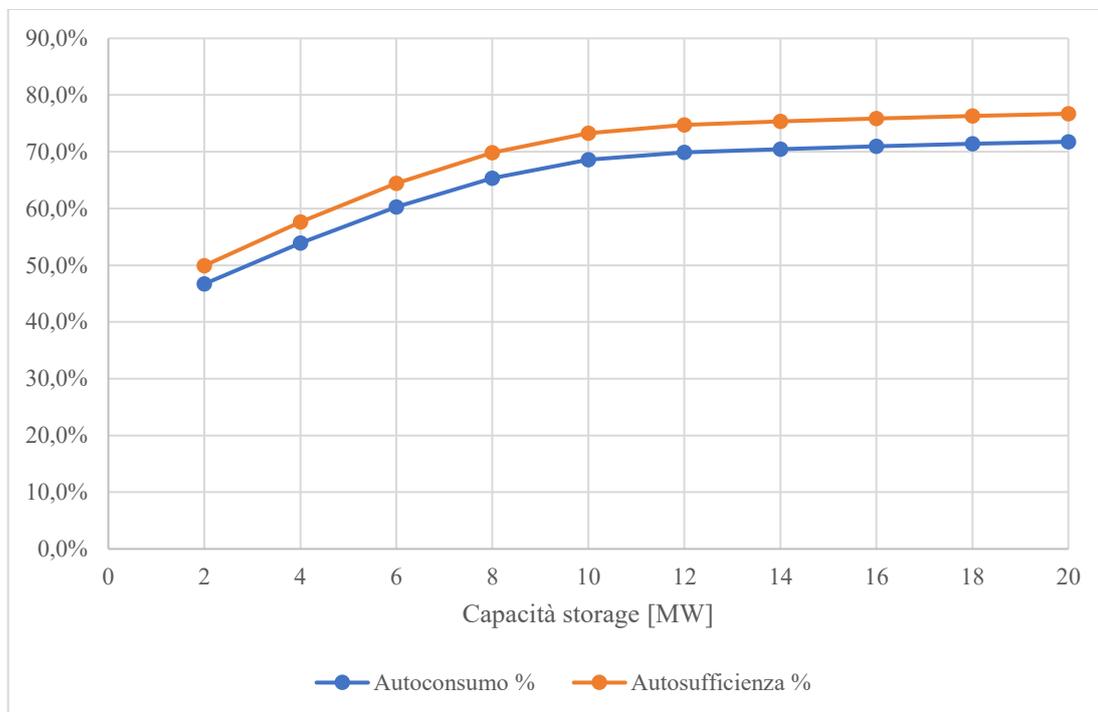


Figura 12-1 Grafico bilancio energetico fotovoltaico + storage con capacità diverse

Per questo motivo per procedere con le analisi successive è stato selezionato il sistema di accumulo elettrochimico con 10 MWh di capacità e 5 MW di potenza massima in carica e scarica.

12.4 Risultati implementazione dello storage

L'aggiunta di uno storage elettrochimico dalle caratteristiche tecniche descritte precedentemente consente di aumentare l'autosufficienza della società presa in analisi permettendo di autoconsumare 3942,6 MWh di energia a fronte di 2330,4 MWh che sarebbero stati autoconsumati con solo la presenza degli impianti fotovoltaici; in percentuale questo beneficio si traduce in un aumento dell'autosufficienza energetica della società che passa dal 43% al 73%. Il prelievo da rete diminuisce attestandosi a 1436,4 MWh. I risultati sono riassunti in "Tabella 12-2".

Tabella 12-2 Risultati implementazione storage da 10 MWh

Consumi totali [MWh]	5378,9
Energia fotovoltaico [MWh]	2330,4
Autoconsumo solo fotovoltaico	41%
Autosufficienza solo fotovoltaico	43%
Energia batteria [MWh]	1748,9
Energia prelevata dalla rete [MWh]	1436,4
Produzione totale fotovoltaico [MWh]	5749,4
Autoconsumo pannelli e batteria [MWh]	3942,6
Autoconsumo totale	69%
Autosufficienza energetica	73%

L'energia consumata dalla società dopo l'aggiunta del sistema di accumulo proverrà per il 27% dalla rete elettrica, per il 33% dagli impianti fotovoltaici e stoccata in batteria e per il 43% direttamente autoconsumata dagli impianti fotovoltaici "Figura 12-2".

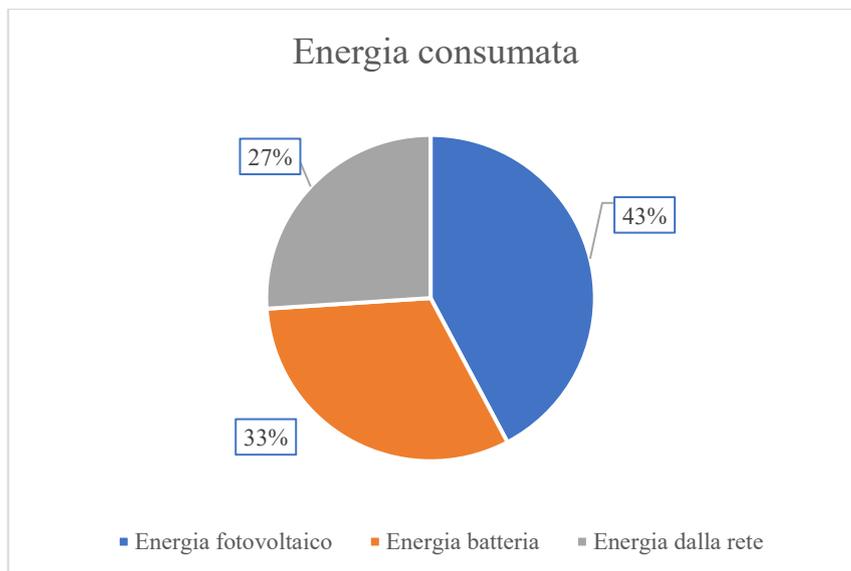


Figura 12-2 Percentuali di provenienza dell'energia consumata

12.5 Curve di carico giornaliera

Entrando nel dettaglio nella provenienza dell'energia utilizzata è possibile visualizzare giorno per giorno la fonte di alimentazione utilizzata, che varierà in base a molti fattori come le condizioni atmosferiche che incideranno sulla produzione fotovoltaica, lo stato di carica della batteria e l'andamento orario dei consumi. A titolo di esempio vengono riportati sei giorni tipo durante tutto l'arco dell'anno per comprendere quali fattori incidono sui macro-risultati riassunti nella tabella sovrastante.

Vengono riportate le curve di carico giornaliera dei giorni selezionati e il relativo stato di carica del sistema di accumulo.

12.5.1 Sabato 21 Gennaio 2023

In questo particolare giorno festivo invernale, ad inizio giornata la batteria si trova al 20% perché completamente scarica dal giorno precedente, di conseguenza fino alle ore 8:00 del mattino l'energia viene prelevata da rete, successivamente gli impianti fotovoltaici cominciano a produrre fornendo l'energia necessaria alla società e ricaricando il sistema di accumulo sino al 67% "Figura 12-3". L'energia accumulata è così sufficiente per saturare i consumi fino alla mezzanotte della giornata stessa dove la batteria ha ancora a disposizione il 27,7% di carica "Figura 12-4".

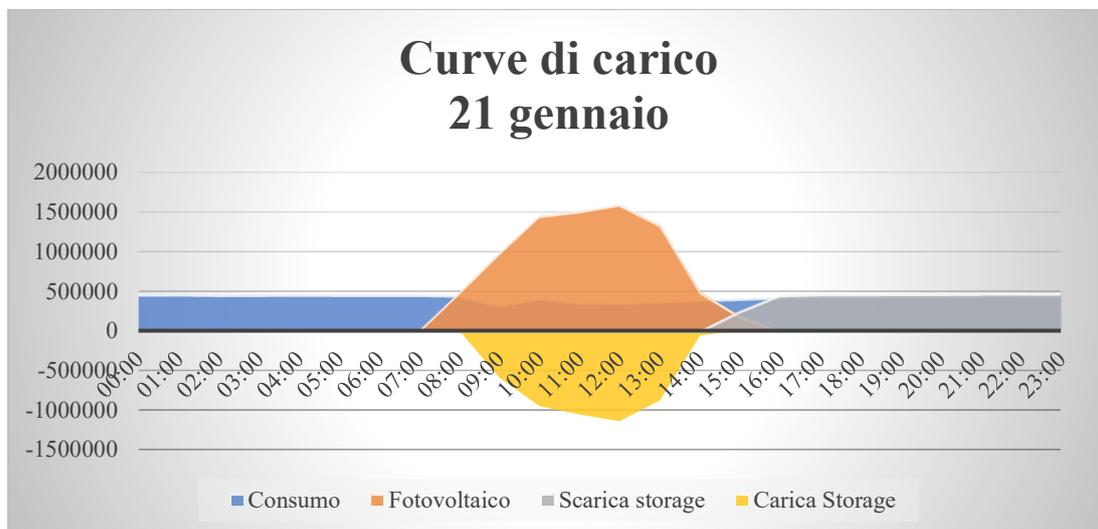


Figura 12-3 Curve di carico sabato 21 gennaio

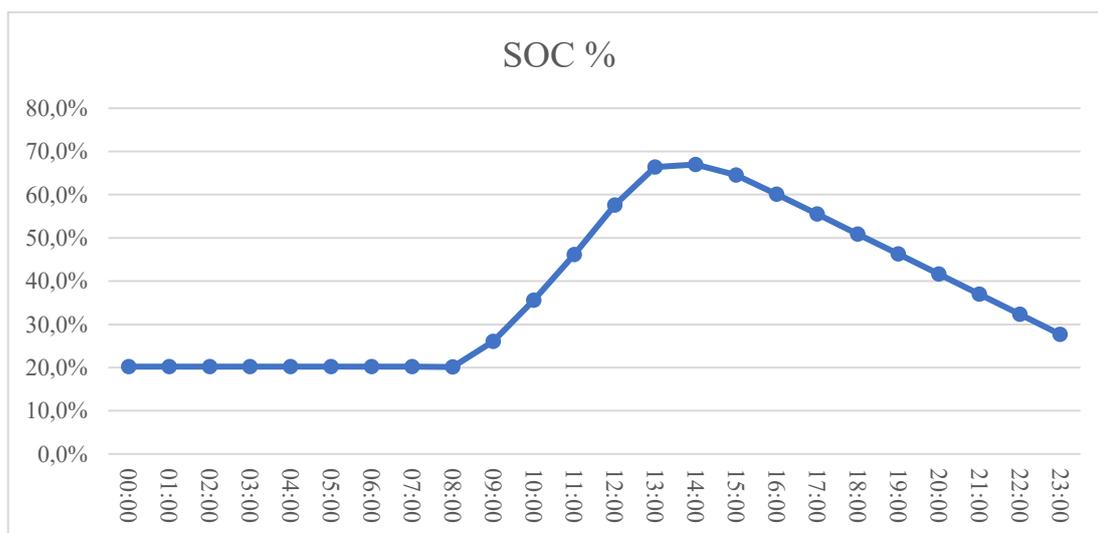


Figura 12-4 Stato di carica batteria sabato 21 gennaio

Nei mesi invernali come gennaio vi è una bassa produzione fotovoltaica che non permette di ricaricare completamente la batteria per la maggior parte dei giorni, di conseguenza non è possibile trovarsi in situazioni di totale autosufficienza energetica, se non sovradimensionando gli impianti di produzione e di accumulo.

12.5.2 Martedì 21 marzo 2023

Il giorno preso in analisi è una giornata lavorativa, quindi presenta un aumento dei consumi nel centro giornata; inoltre, visualizzando la curva di produzione fotovoltaica si nota come sia stata una giornata parzialmente soleggiata con una diminuzione della produzione nel centro giornata probabilmente dovuta ad un annuvolamento. In questo caso il sistema di accumulo a mezzanotte ha a disposizione ancora un 56% di carica accumulata dal giorno precedente che permette alla batteria di coprire i consumi fino all'entrata in esercizio del fotovoltaico che ricarica poi l'accumulo sino al 99% e copre completamente i consumi. Dalla cessazione della produzione fotovoltaica sino a fine giornata il sistema di accumulo copre completamente i consumi raggiungendo il 56% di carica residua a fine giornata “Figura 12-5”, “Figura 12-6”.

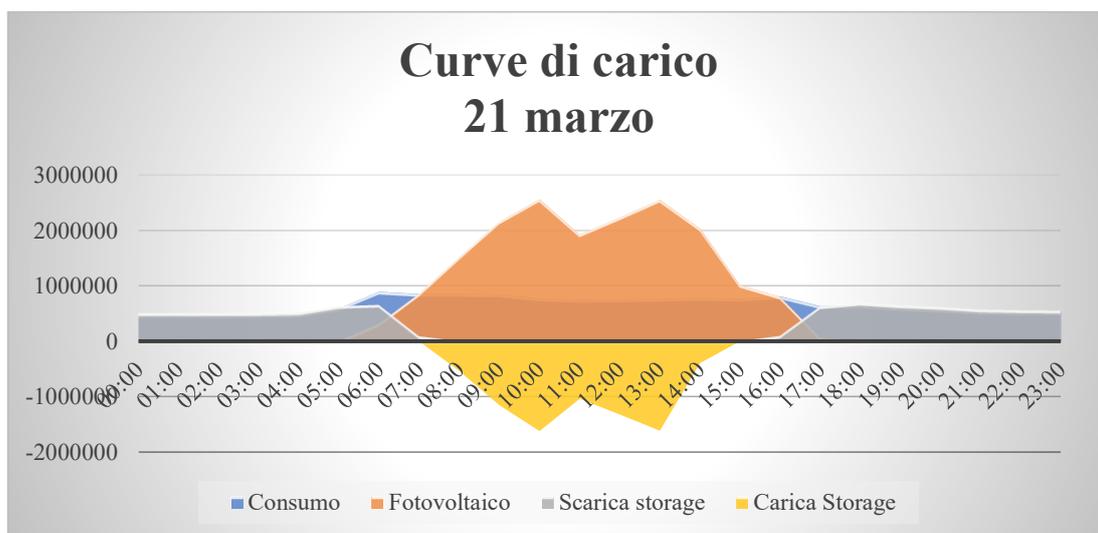


Figura 12-5 Curve di carico martedì 21 marzo

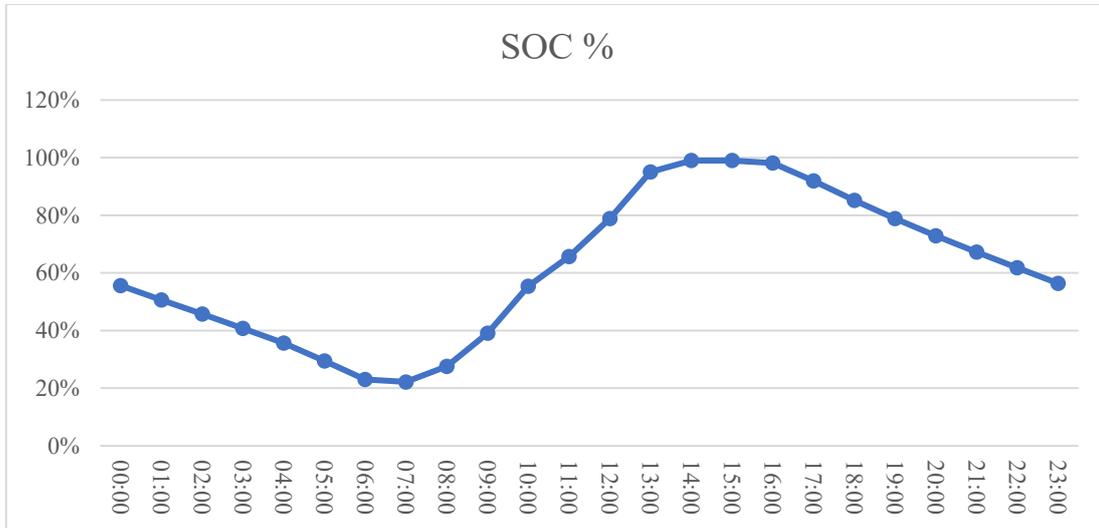


Figura 12-6 Stato di carica batteria martedì 21 marzo

12.5.3 Lunedì 22 maggio 2023

In questo giorno primaverile si nota come la produzione fotovoltaica sia aumentata considerevolmente rispetto ai giorni presi in analisi dei mesi precedenti, lo storage si trova già al 70% di carica dal giorno precedente ed è quindi in grado di coprire completamente i consumi della mattina fino al raggiungimento del 39% di carica, per poi ricaricarsi completamente in 4 ore non appena inizia la produzione degli impianti fotovoltaici e garantendo la copertura dei consumi anche la notte successiva “Figura 12-7”, “Figura 12-8”.

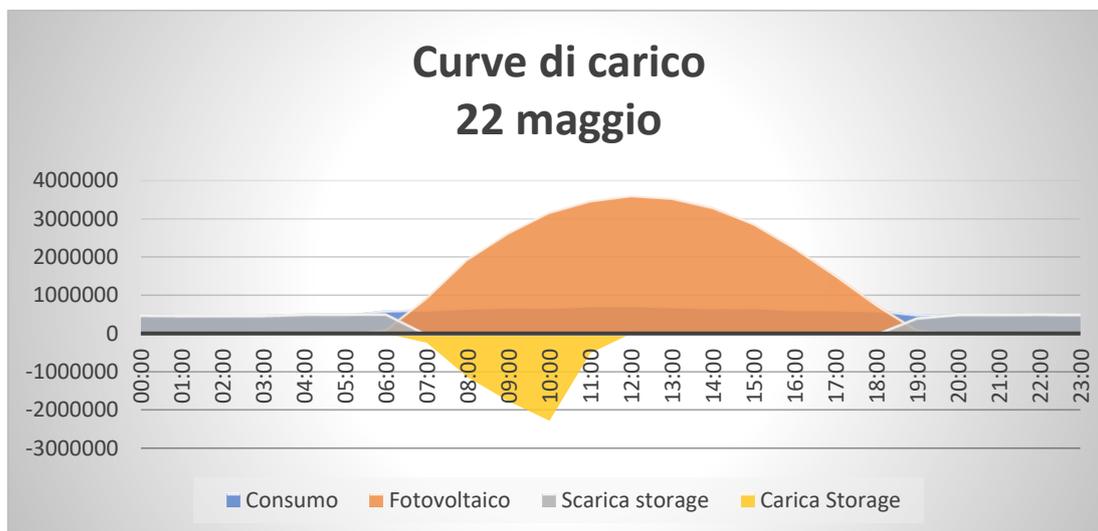


Figura 12-7 Curve di carico lunedì 22 maggio

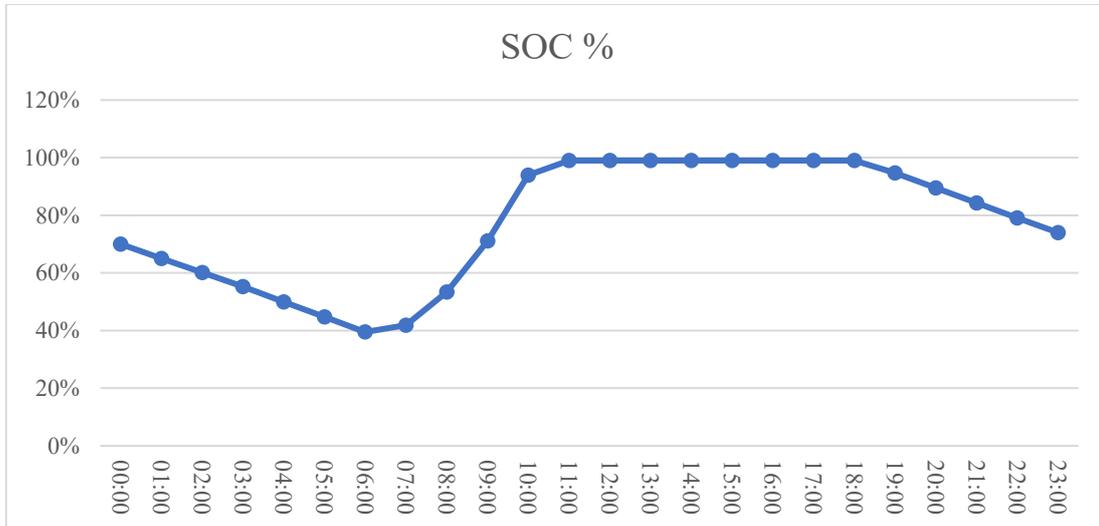


Figura 12-8 Stato di carica batteria lunedì 22 maggio

In questa giornata vi è un 100% di autosufficienza da parte della società.

12.5.4 Venerdì 21 luglio 2023

In questa giornata, rappresentativa di una giornata estiva si nota come la produzione fotovoltaica sia maggiore rispetto alle giornate rappresentative dei mesi precedenti raggiungendo una potenza prodotta maggiore e spalmando la produzione su più ore della giornata. Questo permette di utilizzare meno l'energia proveniente dagli accumuli elettrochimici che quindi riescono a garantire più facilmente una copertura dei consumi totale per tutta la giornata “Figura 12-9”, “Figura 12-10”.

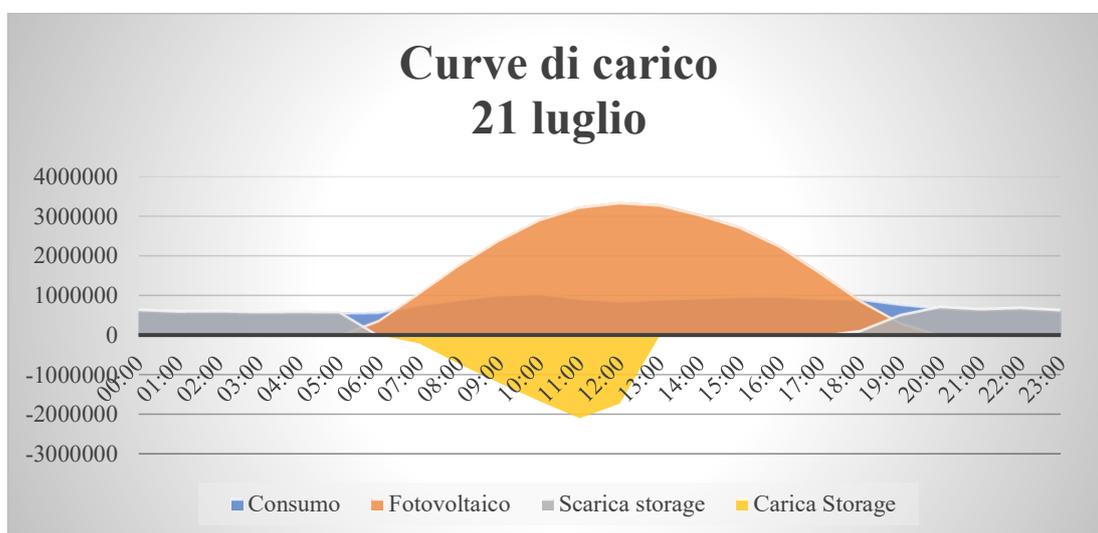


Figura 12-9 Curve di carico venerdì 21 luglio

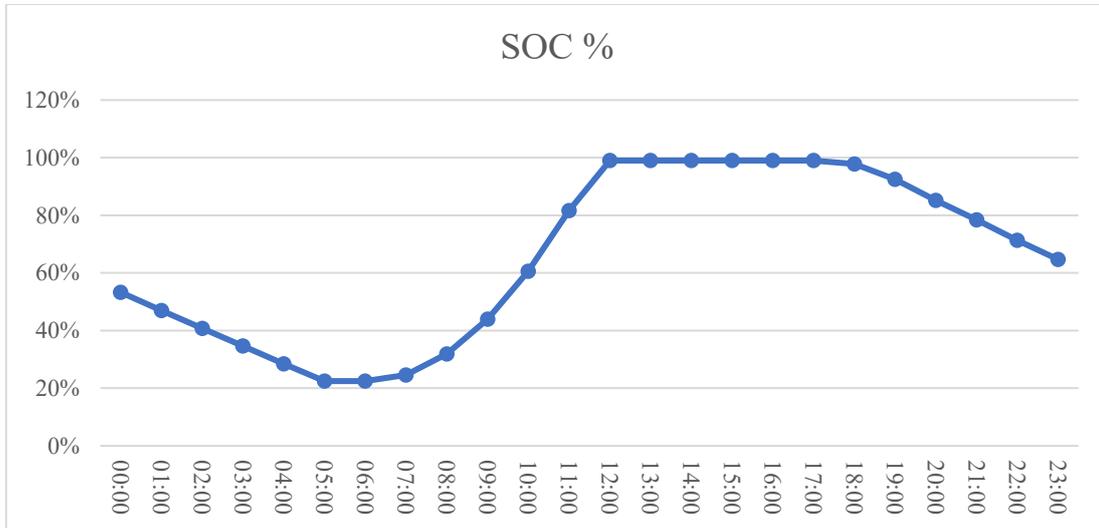


Figura 12-10 Stato di carica batteria venerdì 21 luglio

12.5.5 Giovedì 21 settembre 2023

Questa giornata del mese di settembre è rappresentativa di un giorno dove la produzione fotovoltaica è limitata per via delle condizioni atmosferiche. In questo caso le batterie si trovano già al 20% dal giorno precedente e quindi non possono coprire i consumi della mattinata; inoltre, la bassa produzione fotovoltaica permette di coprire parzialmente i consumi e di caricare poco le batterie che non sono in grado di coprire i consumi notturni “Figura 12-11”, “Figura 12-12”.

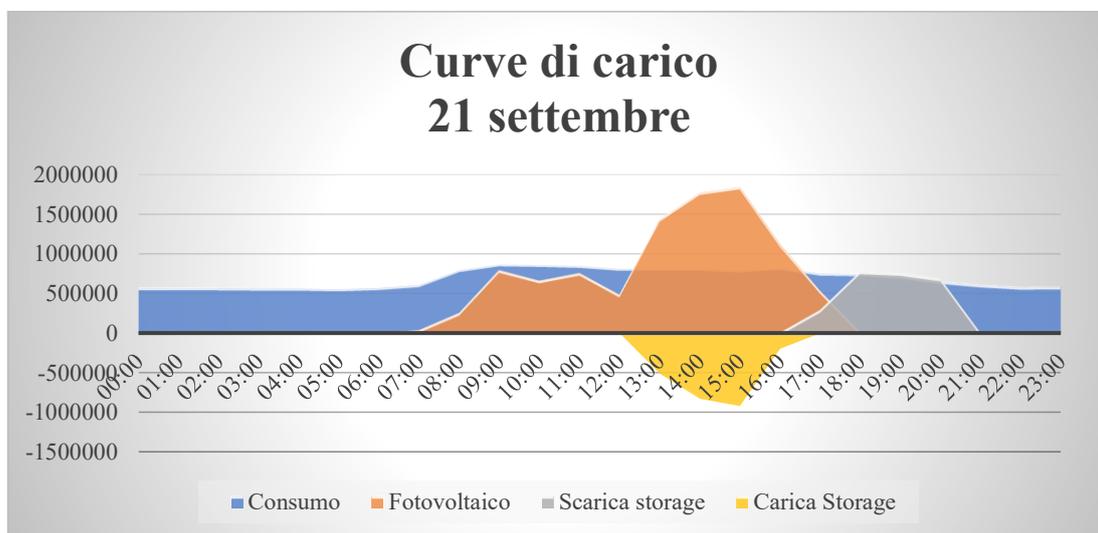


Figura 12-11 Curve di carico giovedì 21 settembre

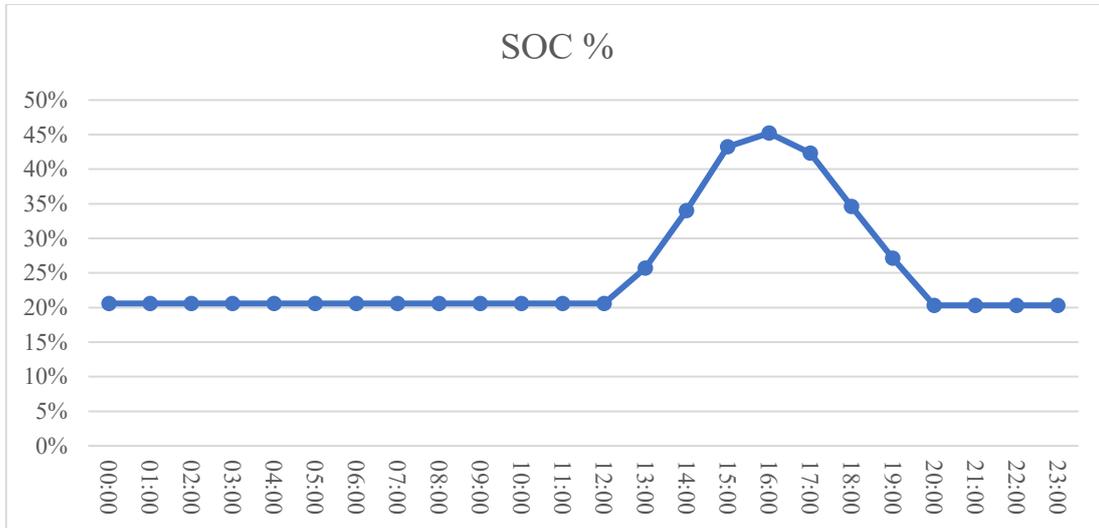


Figura 12-12 Stato di carica batteria giovedì 21 settembre

12.5.6 Martedì 21 novembre 2023

In questo giorno rappresentativo della stagione autunnale si nota come la produzione fotovoltaica limitata permetta di raggiungere un'autosufficienza pari al 49% coperta per una piccolissima parte dall'accumulo elettrochimico che non si carica a sufficienza e che quindi dopo poche ore dalla fine della produzione degli impianti fotovoltaici torna al 20% "Figura 12-13", "Figura 12-14".

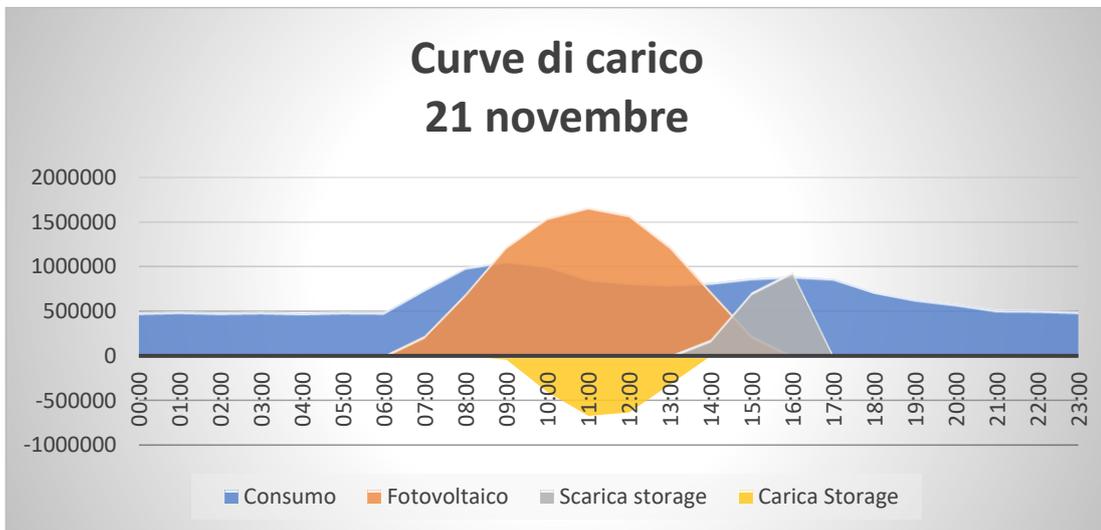


Figura 12-13 Curve di carico martedì 21 novembre

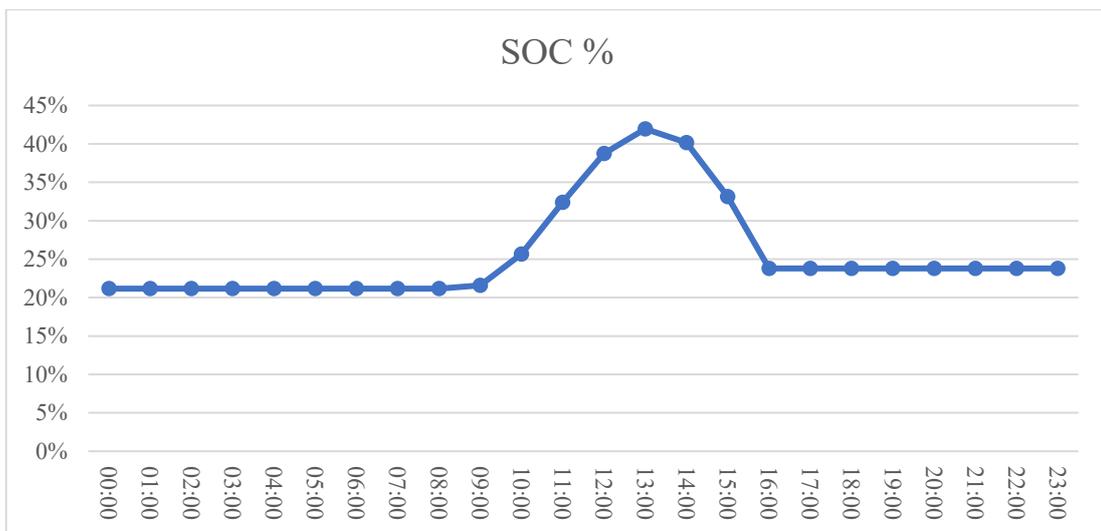


Figura 12-14 Stato di carica batteria martedì 21 novembre

12.5.7 Autosufficienza data dal modello

Dalle curve di carico analizzate emerge come sia la stagionalità che le condizioni atmosferiche influiscano molto sulle performance del sistema, che permette in giornate ottimali di ottenere una totale autosufficienza energetica ma non è in grado di garantirla nelle altre. Nella “Tabella 12-3” viene indicata la percentuale di autosufficienza per i giorni presi in analisi mentre nella “Figura 12-15” viene indicata l’autosufficienza raggiunta per ogni mese dell’anno.

Tabella 12-3 Autosufficienza giorni studiati

Autosufficienza gionaliera	
21-gen	64%
21-mar	100%
22-mag	100%
21-lug	99%
21-set	55%
21-nov	49%

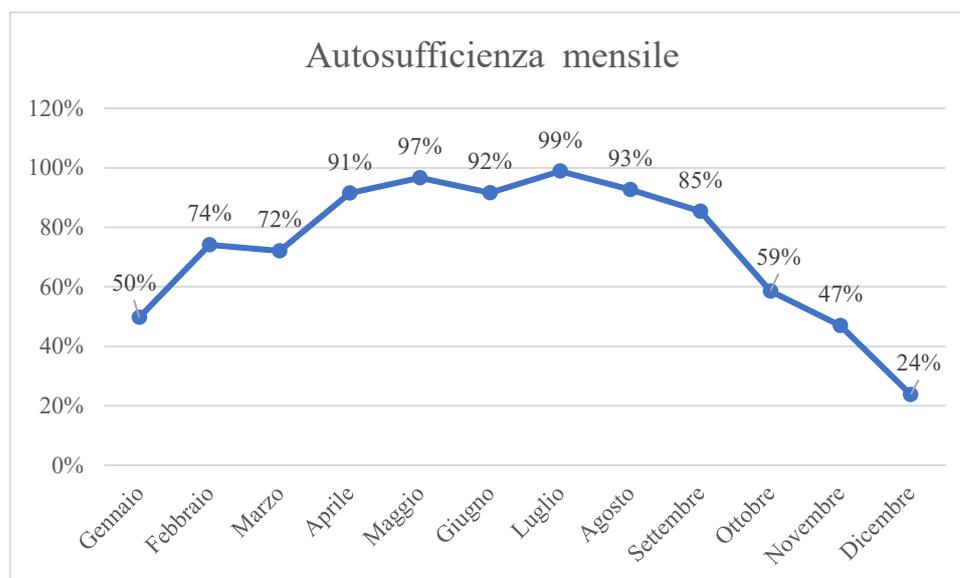


Figura 12-15 Autosufficienza mensile risultante

12.6 Valutazioni economiche

L'aggiunta dei sistemi di accumulo ai vari impianti permette di autoconsumare più energia e inoltre, permette di aumentare il ritorno economico degli stessi, in particolare la batteria da 10MWh prescelta permette di risparmiare 193.374,00 €/anno a fronte però di una spesa iniziale di 2.900.000,00 €. Per eseguire l'analisi economica sono stati stimati i costi annuali di manutenzione e controllo, assicurazione e altri costi di gestione come indicato in "Tabella 12-4".

Tabella 12-4 Costi annuali di gestione stimati

Costi annuali	
Manutenzione	€ 875,00
Assicurazione	€ 29.000,00
Altri costi di gestione	€ 2.900,00

Questi costi portano al flusso di cassa nel grafico sottostante.

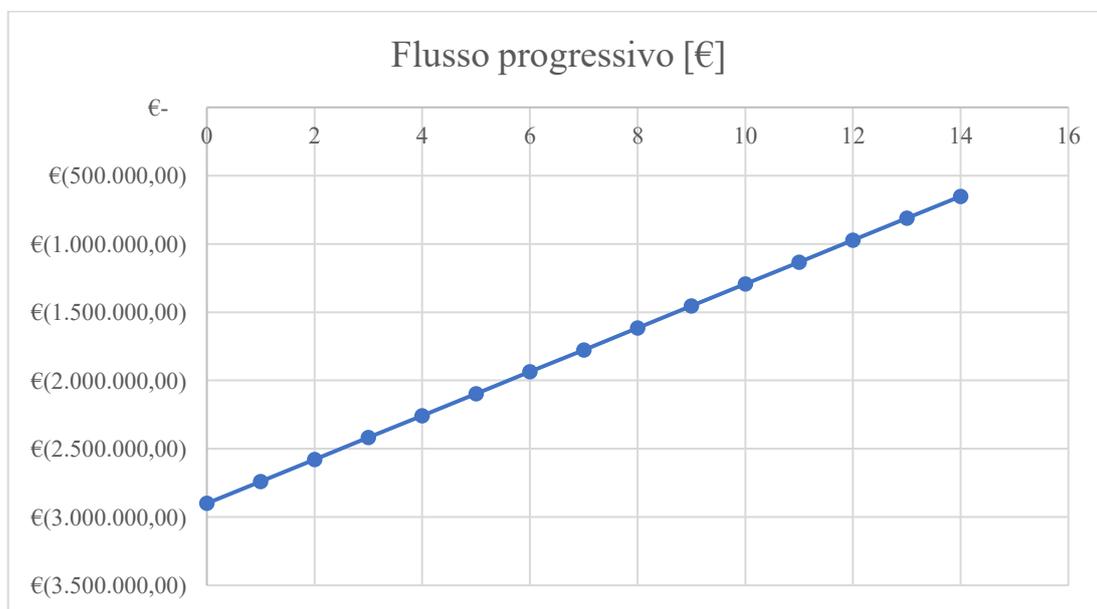


Figura 12-16 Flusso di cassa storage

Considerando 5000 cicli di carica e scarica della batteria prima della necessità della sua sostituzione [29] vengono presi in considerazione 14 anni di vita del sistema di accumulo alla fine dei quali il flusso di cassa risulta ancora negativo.

12.7 Modello accumulo con autoconsumo diffuso e trading energetico

In questo modello viene analizzato lo studio per l'implementazione di un accumulo elettrochimico che agisca non a copertura dei consumi per aumentare l'autosufficienza ma sfrutti le fluttuazioni del prezzo dell'energia in modo da accumulare l'energia in eccesso prodotta dagli impianti durante le ore in cui il prezzo dell'energia è molto basso (centro giornata), per poi immettere in rete e coprire parzialmente i consumi grazie all'autoconsumo diffuso solamente quando il prezzo dell'energia raggiunge il picco della giornata. Per far questo, occorre sottodimensionare l'accumulo elettrochimico in modo che quasi nella totalità dei giorni dell'anno sia in grado di accumulare energia nel centro giornata per poi venderla quando il prezzo aumenta considerevolmente; inoltre, per aumentare la durata della batteria potrebbe essere utile attivare questo sistema solamente quando la differenza tra il prezzo massimo e il prezzo minimo giornaliero raggiunge un valore sufficientemente alto.

Per sviluppare questo modello si è considerato di caricare lo storage nelle due ore di prezzo inferiore di ogni giornata per poi scaricarlo nelle due ore serali con il prezzo massimo. Il prezzo giornaliero può essere facilmente conosciuto in anticipo dato che viene deciso nel mercato del giorno prima, di conseguenza implementare questo tipo di controllo è relativamente semplice in quanto si conosce il prezzo dell'energia in anticipo a differenza del trading nei mercati finanziari dove questo non è ovviamente possibile. Il prezzo dell'energia in tempo reale non è sempre esattamente uguale a quello del mercato del giorno prima ma presenta piccoli discostamenti che non influiscono sul rendimento di questo sistema.

In questo caso viene considerato di utilizzare sempre una totalità di impianti pari a 5MW di potenza installata ma con orientamento a Sud e inclinazione di 30 gradi. L'accumulo elettrochimico utilizzato presenta una capacità di 500 kWh e una potenza in carica e scarica uguale a 250 kW. I prezzi orari dell'energia anche qui sono considerati uguali alla previsione per l'anno 2030 fornita da RSE come riportato nel capitolo 4.

In questo caso lo stato di carica del sistema di accumulo varia durante la giornata seguendo l'andamento riportato nel grafico in "Figura 12-17".

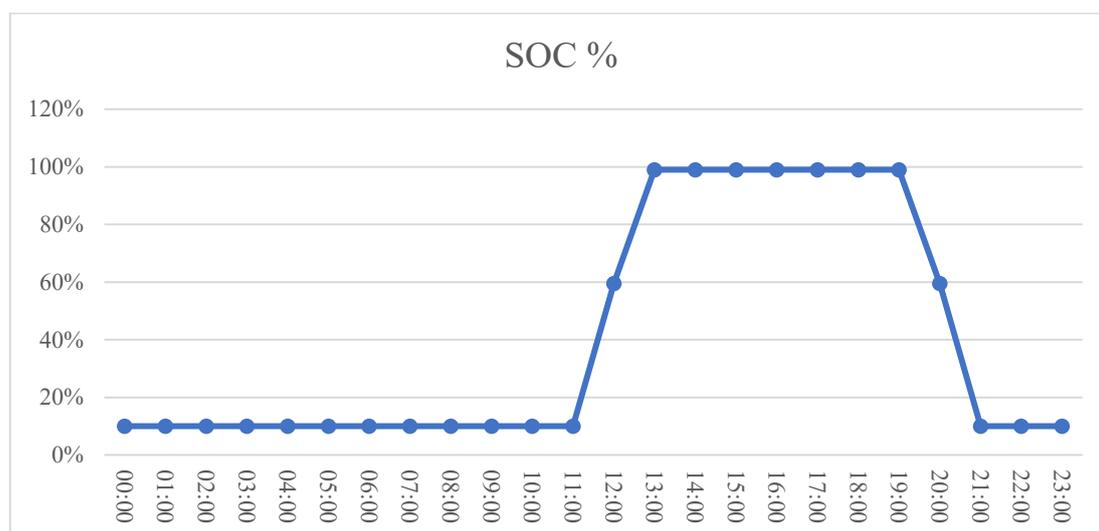


Figura 12-17 Stato di carica accumulo per il trading dell'energia

Per preservare la durata della batteria, è stato deciso di non far scendere il livello di carica al di sotto del 10% dello stato di carica (SoC) della batteria. Questa decisione è stata presa perché mantenere la carica della batteria al di sopra di questa soglia riduce il rischio di deterioramento delle celle, che può verificarsi quando la batteria è costantemente scarica. Inoltre, evitare che la carica scenda sotto il 10% contribuisce a mantenere la capacità di ricarica ottimale nel lungo periodo, prevenendo danni strutturali e chimici alla batteria stessa, questa pratica assicura una maggiore affidabilità e una migliore performance della batteria, prolungandone significativamente la vita utile.

12.8 Risultati modello e analisi economica

Utilizzando la tecnica di controllo precedentemente descritta per questo sistema di accumulo è risultato un ricavo netto annuo stimato pari a 23.091,00 €, togliendo a questo i costi di manutenzione, assicurazione e altri costi di gestione annui stimati come indicato in “Tabella 12-5”, si arriva al flusso di cassa riportato nel grafico in “Figura 12-18”; considerando una spesa iniziale per acquisto e installazione del sistema di accumulo pari a 200.000,00€.

Tabella 12-5 Costi annuali di gestione stimati

Costi annuali		
Manutenzione	€	1.000,00
Assicurazione	€	2.000,00
Altri costi di gestione	€	400,00

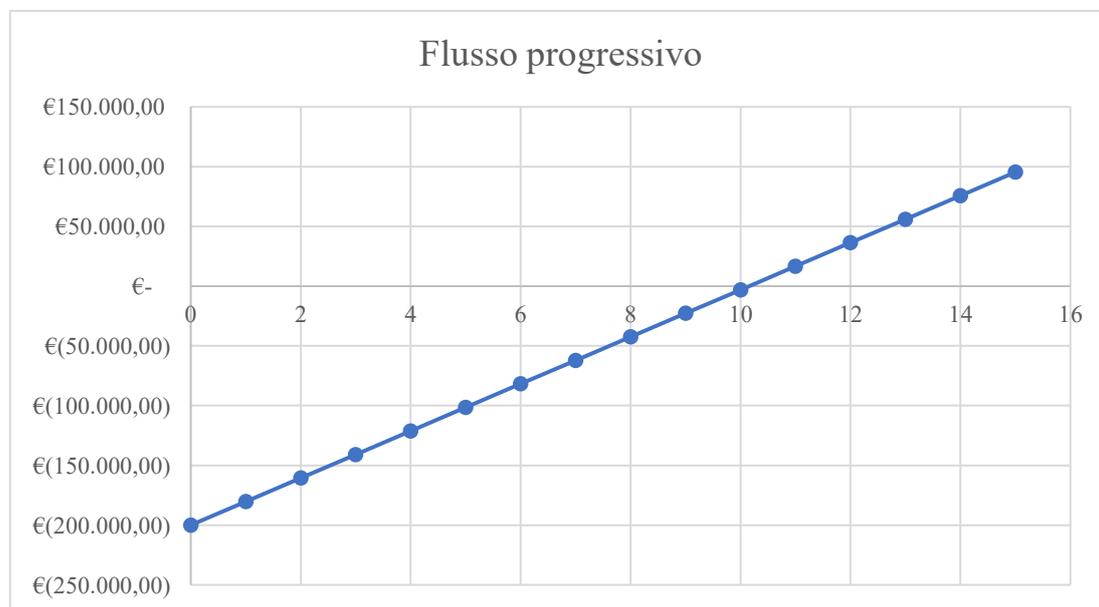


Figura 12-18 Flusso di cassa accumulato per il trading dell'energia

Si nota come questa soluzione permetta di avere un tempo di ritorno economico inferiore rispetto alla precedente soluzione, proprio perché qui viene sfruttata l'energia accumulata solo nei momenti in cui il prezzo dell'energia è maggiore, in particolare il

PBT viene raggiunto a soli 10 anni. Dopo 15 anni, considerati come il periodo di vita utile della batteria si prevede un beneficio netto pari a 95.377,00 €. Questa soluzione, anche se permette di aumentare di poco l'autosufficienza della società risulta molto più sostenibile economicamente e permette di effettuare un investimento meno rischioso, considerato anche il fatto che i sistemi di accumulo utility scale non hanno ancora la stessa maturità tecnologica raggiunta negli anni dagli impianti fotovoltaici.

13 Conclusioni

Gli impianti fotovoltaici rappresentano una tecnologia cardine per la transizione energetica del paese. Tuttavia, una grande impresa che cerca di apportare il proprio contributo aiutando lo Stato a raggiungere gli obiettivi prefissati dalla Comunità Europea incontra numerose difficoltà e complicazioni burocratiche per realizzare gli impianti fotovoltaici a terra. Innanzitutto, i terreni sfruttabili sono ridotti al minimo a causa dei numerosi impedimenti derivanti dai piani regolatori dei vari Comuni, dalle fasce di rispetto sempre più estese che variano da Comune a Comune e da Regione a Regione. Sebbene l'agrivoltaico possa risolvere in parte questi problemi, bisogna vedere come effettivamente l'impianto venga realizzato: se con un vero intento di sfruttamento del terreno per fini agricoli o semplicemente piantumando qualche coltura di poco valore per rientrare nella configurazione che permette di utilizzare il terreno.

Oltre a questo si aggiungono le incongruenze introdotte dal decreto CACER, dove il meccanismo pubblicizzato come "autoconsumo diffuso" si rivela invero una semplice compensazione economica sotto forma di incentivo sull'energia contemporaneamente prodotta e consumata a distanza, ma all'interno di una medesima cabina primaria con confini molto ristretti, che spesso separano le zone dove sono presenti i pochi terreni sfruttabili dalle zone dove le aziende prelevano la maggior parte dell'energia utilizzata. Inoltre, l'incentivo offerto da queste configurazioni (comprese le comunità energetiche) proviene da una componente tariffaria aggiunta alle bollette di tutti i consumatori e quindi pesa sulle tasche di tutti gli italiani, compresi gli autoconsumatori stessi. Queste limitazioni non aiutano il già complicato panorama burocratico in cui occorre districarsi per realizzare un impianto fotovoltaico. Si è visto, inoltre, che nella provincia di Biella per via della composizione geologica del terreno è necessario trovare nuove soluzioni per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra.

In questa situazione sarà difficile raggiungere gli obiettivi della transizione ecologica fissati dalla Comunità Europea; occorrerebbe effettuare subito un cambiamento permettendo di incentivare il vero autoconsumo, questo aiuterebbe a velocizzare la transizione ecologica ma toglierebbe potere economico agli attuali distributori e attori del mercato a monte, in quanto è chiaro come l'attuale normativa sia condizionata dalla volontà di non perturbare il loro potere di mercato. Il nuovo sistema di autoconsumo diffuso tramite la partecipazione al mercato energetico può rappresentare una svolta da questo punto di vista, permettendo di scavalcare le limitazioni attuali, si sta però aspettando che ARERA si pronunci ufficialmente riguardo a questo modello virtuale che viene proposto già da numerosi trader del mercato energetico per offrire una possibilità alle grandi aziende che veramente possono dare slancio alla transizione ecologica del nostro paese.

Il prezzo dell'energia giornaliero, già in questi anni sta subendo una notevole contrazione durante le ore centrali della giornata per via dell'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili e nei prossimi anni la differenza di prezzo dell'energia tra le ore serali e le ore centrali della giornata aumenterà sempre di più. Un tale abbassamento del prezzo durante gli orari di maggior produzione degli impianti fotovoltaici rende meno remunerativa la vendita in rete dell'energia prodotta, soprattutto per gli impianti rivolti a sud che lavorano con maggiore efficienza proprio in questi orari della giornata. Gli impianti con orientamento Est-Ovest permettono invece di alleviare leggermente questo svantaggio, favorendo la perpendicolarità dell'irraggiamento solare nelle ore laterali della giornata. In particolare, in "Tabella 13-1" sono riassunte le peculiarità e le limitazioni dell'installazione di un impianto orientato Est-Ovest con un'inclinazione 15°, confrontato con un impianto orientato a Sud e un'inclinazione dei pannelli pari a 20°, utilizzando i risultati più rilevanti degli studi precedentemente descritti.

Tabella 13-1 Risultati rilevanti dal confronto orientamento Est-Ovest vs Sud

Orientamento	Potenza installata [kW/m ²]	Produttività [kWh/kWp]	Costo unitario medio [€/kWp]	Prezzo medio di vendita (stima RSE 2030) [€/MWh]
SUD	0.116	1301	1142	60.34
EST-OVEST	0.151	1088	870	61.76

Per quanto riguarda il Payback Time è chiaro come possa variare sensibilmente in base ai futuri scenari di prezzo e alla possibile introduzione del modello di autoconsumo diffuso come è illustrato nel capitolo 8.

La variazione di prezzo oraria offre un'opportunità tangibile per lo sviluppo e l'incremento dei sistemi di accumulo dell'energia che possono trarne vantaggio accumulando energia nelle ore centrali della giornata ed immettendola in rete durante le ore serali quando il prezzo dell'energia è maggiore.

Bibliografia

- [1] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), «Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).» Disponibile: <https://www.arera.it/tide>. Consultato il: 17 giugno 2024.
- [2] Sella, «Dichiarazione non finanziaria consolidata 2023,» Biella, 2024.
- [3] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), «Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD),» 2022.
- [4] ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, *Configurazioni per la valorizzazione dell'autoconsumo*, 2023.
- [5] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *DECRETO CACER e TIAD*, 2024.
- [6] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), «Mappa interattiva delle cabine primarie,» [Online]. Disponibile: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>. [Consultato il giorno 13 05 2024].
- [7] Greenhouse Gas Protocol, «Scope 2 Guidance».
- [8] Parlamento Europeo e del Consiglio, «Direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018, relativa alla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili,» Gazzetta ufficiale dell'Unione europea, 2018.
- [9] Presidenza del Consiglio dei Ministri, *Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*, Gazzetta ufficiale della repubblica italiana, 2021.
- [10] Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, «Individuazione di una tariffa incentivante per impianti a fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche rinnovabili e nelle configurazioni di autoconsumo singolo a distanza e collettivo, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199,» Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2023.
- [11] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), «Regole operative per l'autoconsumo diffuso» 2024.

- [12] Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), «Testo Integrato delle Disposizioni dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas per la Regolamentazione delle Cooperative Elettriche (TICOOP)» 2012.
- [13] Giunta Regionale del Piemonte, «Indicazioni sull'installazione di impianti fotovoltaici in aree agricole» 31 Luglio 2023. [Online]. Available: <https://www.regione.piemonte.it>.
- [14] Regione piemonte, «Regione Piemonte. (s.f). Geoportale della Regione Piemonte,» 2024. [Online]. Available: <https://www.geoportale.piemonte.it/cms/>. [Consultato il giorno 17 06 2024].
- [15] Consiglio dei ministri, «Disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell'acquacoltura, nonché per le imprese di interesse strategico nazionale,» Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2024.
- [16] Trina Solar, *Scheda Tecnica del modulo fotovoltaico bifacciale TSM-DEG21C.20 650W*.
- [17] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)» [Online]. Disponibile: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- [18] ARERA, *Testo Integrato delle Condizioni Tecniche ed Economiche per la Connessione alle Reti con Obbligo di Connessione di Terzi degli Impianti di Produzione (Testo Integrato delle Connessioni Attive – TICA)*, 2011.
- [19] Enel Distribuzione, «Come connettere alla rete l’impianto di produzione» [Online]. Disponibile: <https://www.e-distribuzione.it/supporto/guide-ai-produttori-di-energia/come-connettere-alla-rete-l-impianto-di-produzione.html>. [Consultato il giorno 17 06 2024].
- [20] Gestore dei Servizi Energetici (GSE), «Rapporto statistico 2023 solare fotovoltaico» Maggio 2023. [Online]. Disponibile: https://www.gse.it/Dati-e-Scenari_site/statistiche_site.
- [21] Consiglio dell’Unione Europea, «Fit for 55,» [Online]. Disponibile: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/green-deal/fit-for-55/>.
- [22] F. Davò, F. Lanati, A. Zani, M. Gaeta, «Rapporto tecnico relativo all’impatto del passaggio ai prezzi zonal lato consumo e della variazione del mix tecnologico di generazione sui mercati dell’energia elettrica (secondo l’art.13 del D.lgs.210/2021),» Ricerca Di Sistema, RSE, n.22014073, Milano, 2022.

- [23] F. Davò, D. Siface, I. Serra, «Aggiornamento dei modelli matematici e delle metodologie per la simulazione dei mercati energetici» Ricerca Di Sistema, RSE, n.22014077, Milano, 2022.
- [24] R. Mazzoncini, «Crisi ambientale ed energetica. Il quadro di insieme e le possibili soluzioni,» A2A, Pollenzo, 2022.
- [25] SolarEdge, «SolarEdge Designer» [Online]. Disponibile: <https://www.solaredge.com/it/products/software-tools/designer>.
- [26] SunBallast. [Online]. Disponibile: <https://www.sunballast.it/>.
- [27] Camera dei deputati - Documentazione parlamentare, «Procedure per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili,» [Online]. Disponibile: <https://temi.camera.it/leg19/post/procedure-per-l-autorizzazione-di-impianti-di-produzione-di-energia-elettrica-da-fonti-rinnovabili.html>. [Consultato il giorno 09 07 2024].
- [28] International Energy Agency, «Batteries and Secure Energy Transitions,» IEA, 2024.
- [29] Preger, Y., Barkholtz, H. M., & Fresquez, A., «Degradation of Commercial Lithium-Ion Cells as a Function of Chemistry and Cycling Conditions,» Journal of The Electrochemical Society, 2020.