



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare
"Renewable energy systems"
A.A. 2023/2024
Sessione di Laurea ottobre 2024

**Monitoraggio di un impianto
fotovoltaico in esercizio e modelli di
calcolo della producibilità**

Relatore:
Prof. Spertino Filippo

Candidato:
Cavallero Luca

ABSTRACT

Il fotovoltaico già oggi svolge un ruolo fondamentale nella transizione globale verso la decarbonizzazione del settore della produzione di elettricità e in questo contesto è di fondamentale importanza riuscire a stimare con precisione la quantità di energia che un impianto fotovoltaico di nuova costruzione, di tipo distribuito, sarà in grado di produrre ad un anno dalla sua realizzazione, al fine di poterlo dimensionare correttamente in base ai consumi effettivi dell'edificio, così da massimizzare l'autoconsumo e rendere l'investimento redditizio.

In questo lavoro di tesi sono stati illustrati due modelli di stima della producibilità di un impianto fotovoltaico, i cui risultati sono stati poi confrontati con i valori di energia realmente prodotti da un impianto fotovoltaico analizzato (osservati grazie al sistema di monitoraggio dello stesso), al fine di verificarne la veridicità e l'accuratezza.

Il primo modello di calcolo impiegato per stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico analizzato, si basa sull'utilizzo di una semplice formula teorica che, a partire dai dati orari di irradianza del TMY (= Typical Meteorological Year) di PVGIS consente di calcolare l'energia prodotta, ora per ora, dall'impianto, tenendo conto dell'effettiva irradianza sui moduli, diversa da quella in condizioni standard ($G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$), e anche delle perdite dovute ad una temperatura del modulo superiore a quella in condizioni standard ($T_{STC} = 25^\circ\text{C}$); in questa formula si tiene altresì conto delle ulteriori perdite di trasformazione presenti attraverso l'utilizzo del parametro PR (= Performance Ratio). Per applicare questo primo modello di stima e analizzare i risultati da esso ottenuti, è stato creato un file Excel, denominato "Analisi", con l'obiettivo di generalizzare la metodologia seguita, così da poterla facilmente applicare in futuro nella progettazione e studio di fattibilità di un generico impianto fotovoltaico.

Il secondo modello di stima impiegato consiste nell'utilizzo del software di progettazione fotovoltaica Solarius-PV (della ACCA software), attraverso cui a partire dal database climatico di PVGIS viene calcolato l'irraggiamento solare specifico sui moduli, nel sito in cui è ubicato l'impianto ed è stimata la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico progettato.

Dal confronto effettuato tra i risultati ottenuti dai due metodi di stima e i valori di energia realmente prodotti dall'impianto, osservati nel periodo in cui esso è stato monitorato, emerge che in generale i modelli di stima impiegati forniscono delle stime piuttosto accettabili, sovrastimando in qualche mese la quantità di energia realmente prodotta. In particolare, per quanto riguarda i valori di energia oraria media mensile entrambi i modelli utilizzati forniscono delle stime ragionevoli nelle ore del pomeriggio, ma, in quasi tutti i mesi, sono presenti delle discrepanze, a volte anche notevoli, nelle ore del mattino. Da ciò ne deriva che in alcuni mesi il divario tra l'energia media mensile stimata e osservata assume valori superiori al 20%, non accettabili; mentre invece la discrepanza presente tra l'energia media annua stimata e monitorata (escludendo dal totale il mese di settembre) è di circa +1000 kWh (+14%), valore non eccessivamente elevato, ma neanche trascurabile. In generale, come ci si aspettava, l'utilizzo del software Solarius-PV consente di ottenere dei valori di energia più simili a quelli osservati attraverso il sistema di monitoraggio, rispetto al modello di stima che si serve di una semplice formula teorica.

Da questo lavoro di tesi emerge che una possibile spiegazione del divario, a volte anche notevole, presente tra i valori stimati e osservati è dovuta principalmente alle diverse condizioni

climatiche verificatesi nella maggior parte dei mesi del 2023/2024 monitorati, rispetto a quelle tipiche dei mesi del TMY di PVGIS, oltre al fatto che nei modelli di stima non si è tenuto conto della presenza di un edificio, in prossimità dell'impianto, che proietta la sua ombra su alcuni dei moduli, nelle prime ore del mattino, di alcuni mesi dell'anno. Inoltre, anche la grande incertezza che caratterizza il PR e il BOS, fattori molto difficili da definire con precisione a priori, può certamente influenzare le stime ottenute.

INDICE

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1: CHE COS'È IL FOTOVOLTAICO E COME FUNZIONA	4
1.1 LA GIUNZIONE P-N	4
1.2 L'EFFETTO FOTOVOLTAICO	5
CAPITOLO 2: LA CELLA FOTOVOLTAICA.....	7
2.1 EFFICIENZA DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA	7
2.2 TIPOLOGIE DI CELLE FOTOVOLTAICHE	9
2.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DELLA CELLA FV	13
2.4 CURVA I-V CARATTERISTICA DI UNA CELLA FV.....	14
CAPITOLO 3: MODULO FOTOVOLTAICO	16
3.1 EFFICIENZA E DEGRADO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	17
3.2 CONDIZIONI OPERATIVE DI RIFERIMENTO: STC E NOCT	17
CAPITOLO 4: IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	19
4.1 INVERTER, MPPT E POWER OPTIMIZER.....	19
4.2 PERFORMANCE RATIO (PR)	21
4.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO FV	22
4.4 SISTEMI DI MONITORAGGIO DEGLI IMPIANTI FV.....	23
CAPITOLO 5: DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ANALIZZATO.....	26
5.1 APPROFONDIMENTO SUL SITO IN CUI È UBICATO L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO STUDIATO.	30
CAPITOLO 6: MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ANALIZZATO	33
6.1 ANALISI CONDIZIONI METEOROLOGICHE DEL PERIODO DI MONITORAGGIO CONSIDERATO	39
CAPITOLO 7: MODELLO DI STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ CON UNA FORMULA.....	44
7.1 DESCRIZIONE FILE ANALISI E RISULTATI OTTENUTI	49
7.2 ANALISI CONDIZIONI METEOROLOGICHE DEI GIORNI DEL TMY	59

CAPITOLO 8:	
MODELLO DI STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ CON UN SOFTWARE	63
8.1 LOCALITÀ	63
8.2 OMBREGGIAMENTO E RIFLETTANZA	65
8.3 MODELLAZIONE 3D DELL'EDIFICIO E PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FV	67
8.4 OMBRE SULL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E IRRADIANZA SUL PIANO INCLINATO E ORIENTATO COME LA FALDA DEL TETTO CONSIDERATO	81
8.5 RISULTATI DELLA PRODUCIBILITÀ STIMATA DELL'IMPIANTO PROGETTATO	91
8.6 CONFRONTO RISULTATI CON VALORE DI RIFLETTANZA 0,13 E 0,6.....	94
CAPITOLO 9:	
CONFRONTI E RISULTATI OTTENUTI.....	100
9.1 CONFRONTI DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE STIMATA E REALMENTE PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV	100
9.2 CONFRONTO TRA L'ENERGIA MEDIA MENSILE STIMATA E REALMENTE PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV	132
9.3 CONFRONTO TRA L'ENERGIA MEDIA ANNUALE STIMATA E REALMENTE PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV	135
CONCLUSIONI	138
BIBLIOGRAFIA.....	141
ALLEGATI.....	144

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Produzione globale di elettricità per fonte energetica: andamento dal 2014 e percentuali al 2023 (a dx) [1]; dettaglio del 2023 in TWh [2]	1
Figura 2: capacità fotovoltaica cumulata (in verde) e annualmente installata (in blu) in Italia [GW] e relativa produzione energetica annuale (curva arancione) [TWh] al 2023 [6]	2
Figura 3: struttura atomica del Si drogato con boro (B) e fosforo (P)	4
Figura 4: A) giunzione p-n; B) giunzione p-n dopo diffusione.....	5
Figura 5: schema rappresentativo di una cella fotovoltaica [10]	7
Figura 6: cella fotovoltaica monocristallina (a sx); cella fotovoltaica policristallina (a dx)....	10
Figura 7: circuito equivalente di una cella fotovoltaica	13
Figura 8: Struttura di un modulo fotovoltaico.....	16
Figura 9: edificio visto da Google Earth (a sinistra); ricostruzione su Autocad dell'impianto fotovoltaico analizzato (a destra)	26
Figura 10: foto dell'impianto fotovoltaico analizzato da Google Maps	26
Figura 11: Modulo fotovoltaico PERC AS-6M 120-HC 380W (Amerisolar).....	27
Figura 12: Inverter SUN 2000-6KTL-L1 (Huawei).....	28
Figura 13: Ottimizzatore SUN2000-450W-P2 (Huawei).....	30
Figura 14: collina a Sud-Est dell'edificio considerato, vista da Nord-Ovest.....	31
Figura 15: mappa topografica della zona circostante il sito in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico analizzato (indicato in rosso) [27].....	31
Figura 16: disegno schematico utilizzato per il calcolo dell'altezza angolare di Superga.....	32
Figura 17: home page del sito usato per osservare e scaricare i dati di monitoraggio (in data 7 agosto alle ore 12:05)	33
Figura 18: grafico dell'energia prodotta dall'impianto FV il 3 agosto 2024 (giorno di sole)..	34
Figura 19: energia prodotta da ciascun modulo fotovoltaico il 7 Agosto, fino alle 12:15.....	35
Figura 20: file Excel ottenuto scaricando i dati di monitoraggio del 23 Marzo 2024 (visualizzati solo i dati dalle 05:00 alle 18:00)	36
Figura 21: stazione meteo dell'Arpa (in blu) più vicina al sito in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico analizzato (in rosso) [29]	40
Figura 22:interfaccia web di PVGIS, all'apertura del sito [32]	44
Figura 23: ombre all'orizzonte fornite da PVGIS dopo aver specificato le coordinate del luogo in esame.....	46
Figura 24: Foglio 0 file "Analisi" - Pagina descrittiva che illustra come utilizzare il file	50
Figura 25: Foglio "PVGIS" file "analisi" – Foglio in cui incollare il TMY creato	51

Figura 26: Foglio “PVGIS” file "Analisi" - come deve apparire il foglio dopo aver incollato il TMY	51
Figura 27: Foglio “Modulo FV” file "Analisi" - selezionare il tipo di modulo fotovoltaico che è stato utilizzato nell’impianto fotovoltaico analizzato, dal menù a tendina	52
Figura 28: foglio “Taglia impianto” file "Analisi" - dopo aver selezionato il numero di moduli FV utilizzati nell’impianto analizzato.....	54
Figura 29: foglio "Stima produzione FV" file "Analisi" – caso studio analizzato nel progetto di tesi	55
Figura 30: foglio "Medie mensili" file "Analisi" – caso studio analizzato nel progetto di tesi	57
Figura 31: irradianza giornaliera media mensile sul piano orizzontale, per San Mauro Torinese, utilizzati da Solarius (fonte PVGIS).....	64
Figura 32: irradianza oraria media mensile sul piano orizzontale, per San Mauro Torinese, utilizzata da Solarius (fonte PVGIS).....	64
Figura 33: diagramma solare del luogo in esame considerando gli effetti del paesaggio circostante.....	65
Figura 34: definizione del valore di riflettanza	66
Figura 35: tetti bianchi nei pressi dell’impianto fotovoltaico (indicato con un segnalino in rosso la posizione dell’impianto FV).....	67
Figura 36: definizione dei parametri di base dell’impianto fotovoltaico progettato	68
Figura 37: pianta dell’edificio e definizione dell’orientamento (a sinistra); edificio con ostacoli sul tetto, visto dall’alto (a destra)	69
Figura 38: vista 3D dell’edificio considerato	69
Figura 39: vista 3D della falda a sud-est del tetto	70
Figura 40: Progettazione del campo fotovoltaico – posizionamento dei moduli.....	70
Figura 41: definizione dei parametri che influenzano la scelta del tipo e numero di moduli fotovoltaici utilizzati	71
Figura 42: Parametri usati per il calcolo del BOS (=Balance Of System).....	71
Figura 43: scelta del tipo e numero dei moduli fotovoltaici utilizzati	72
Figura 44: Dati tecnici del modulo fotovoltaico scelto: PERC AS-6M 120-HC 380W (AMERISOLAR)	73
Figura 45: layout FV - vista dall’alto	74
Figura 46: layout FV – vista 3D.....	75
Figura 47: layout FV – vista della falda del tetto a Sud-Est	75
Figura 48: posizionamento dell’inverter (scatola verde) nel modello 3D dell’edificio	76
Figura 49: Definizione dei parametri che influenzano la scelta dell’inverter	76
Figura 50: scelta dell’inverter utilizzato nel progetto	77

Figura 51: dati tecnici dell'inverter scelto - SUN 2000-6KTL-L1 (HUAWEI), con ottimizzatori	78
Figura 52: parametri relativi alle verifiche elettriche	78
Figura 53: scelta degli ottimizzatori utilizzati nel progetto.....	79
Figura 54: Dati tecnici degli ottimizzatori scelti: SUN2000-450W-P2 (HUAWEI)	80
Figura 55: verifiche elettriche	80
Figura 56: irradianza annua e media mensile [kWh/m ²] su un piano orientato (-60°) e inclinato (30°), come la falda a Sud-Est del tetto su cui sono installati i moduli fotovoltaici.....	81
Figura 57: irradianza oraria media mensile [kWh/m ²] su un piano orientato (-60°) e inclinato (30°), come la falda a Sud-Est del tetto su cui sono installati i moduli fotovoltaici.....	82
Figura 58: ombre sui moduli fotovoltaici alle 14:54 del 15 febbraio.....	83
Figura 59: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:11 del 15 marzo	83
Figura 60: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:31 del 15 aprile.....	84
Figura 61: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:38 del 15 maggio	85
Figura 62: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:30 del 15 giugno.....	85
Figura 63: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:35 del 15 luglio.....	86
Figura 64: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:32 del 15 agosto	87
Figura 65: ombre sui moduli fotovoltaici alle 15:06 del 15 settembre	87
Figura 66: ombre sui moduli fotovoltaici alle 14:33 del 15 ottobre.....	88
Figura 67: ombre sui moduli fotovoltaici alle 14:17 del 15 novembre.....	89
Figura 68: coefficienti di ombreggiamento orario medi mensili.....	90
Figura 69: irradianza oraria media mensile sulla falda a Sud-Est del tetto dell'edificio considerato, tenendo conto delle ombre osservate	91
Figura 70: riepilogo dell'impianto fotovoltaico progettato.....	91
Figura 71: Energia annuale e media mensile che si stima l'impianto fotovoltaico progettato produca, utilizzando il software Solarius	92
Figura 72: energia oraria media mensile che si stima l'impianto fotovoltaico progettato produca, utilizzando il software Solarius	92
Figura 73: energia annuale e media mensile che si stima l'impianto fotovoltaico progettato produca, selezionando in fase di progetto un valore di riflettanza di 0,6 e non considerando l'effetto delle ombre generate dal camino nel pomeriggio	95
Figura 74: energia oraria media mensile che si stima l'impianto fotovoltaico progettato produca, selezionando in fase di progetto un valore di riflettanza di 0,6 e non considerando l'effetto delle ombre generate dal camino nel pomeriggio	95

Figura 75: energia annuale e media mensile che si stima l'impianto fotovoltaico progettato produca, selezionando in fase di progetto un valore di riflettanza di 0,13 e non considerando l'effetto delle ombre generate dal camino nel pomeriggio	96
Figura 76: energia oraria media mensile che si stima l'impianto fotovoltaico progettato produca, selezionando in fase di progetto un valore di riflettanza di 0,13 e non considerando l'effetto delle ombre generate dal camino nel pomeriggio	96
Figura 77: ombra sui moduli FV alle 8:15 del 15 dicembre (osservata attraverso il programma web SunCalc [35]).....	108
Figura 78: ombra sui moduli FV alle 8:30 del 15 gennaio (osservata attraverso il programma web SunCalc [35]).....	110
Figura 79: ombra sui moduli FV alle 9:30 del 26 febbraio (osservata attraverso il programma web SunCalc [35]).....	115
Figura 80: ombra sui moduli FV alle 8:30 del 15 marzo (osservata attraverso il programma web SunCalc [35])	117
Figura 81: ombra sui moduli FV alle 9:35 del 15 ottobre (osservata attraverso il programma web SunCalc [35]).....	129
Figura 82: ombra sui moduli FV alle 8:30 del 15 novembre (osservata attraverso il programma web SunCalc [35]).....	131

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Dati tecnici modulo AS-6M 120-HC 380W	27
Tabella 2: Dati tecnici inverter SUN 2000-6KTL-L1	29
Tabella 3: Dati tecnici ottimizzatori SUN2000-450W-P2	30
Tabella 4: potenza massima raggiunta nei mesi del periodo monitorato	37
Tabella 5: Energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, ottenuta attraverso l'elaborazione dei dati di monitoraggio	38
Tabella 6: Energia media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, ottenuta attraverso l'elaborazione dei dati di monitoraggio	39
Tabella 7: Energia media annuale (escluso settembre) [kWh] prodotta dall'impianto FV, ottenuta attraverso l'elaborazione dei dati di monitoraggio	39
Tabella 8: condizione climatica prevalente di ciascun giorno del periodo monitorato, da gennaio a giugno [29], [30], [31]	41
Tabella 9: condizione climatica prevalente di ciascun giorno del periodo monitorato, da luglio a dicembre [29], [30], [31]	41
Tabella 10: categorizzazione in giorno di sole, nuvoloso o di pioggia, per ogni giorno del periodo di monitoraggio considerato.....	42
Tabella 11: numero di giorni di sole, nuvolosi e di pioggia in ciascun mese del periodo di monitoraggio considerato	43
Tabella 12: Mesi del TMY di PVGIS per la località analizzata.....	45
Tabella 13: Dati orari scaricati da PVGIS del 23 Luglio 2007 (usato nel TMY), a titolo d'esempio.....	47
Tabella 14: ingrandimento tabella sulla sinistra foglio "Modulo FV" file "Analisi", in cui è stato selezionato il modulo 24, corrispondente a quello utilizzato nel progetto FV preso in esame	53
Tabella 15: potenza massima raggiunta nei mesi del TMY	56
Tabella 16: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, calcolata applicando una formula teorica a partire dai dati di irradianza del TMY di PVGIS	58
Tabella 17: stima dell'energia media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, calcolata applicando una formula teorica a partire dai dati di irradianza del TMY di PVGIS	59
Tabella 18: stima dell'energia annuale media [kWh] prodotta dall'impianto FV, calcolata applicando una formula teorica a partire dai dati di irradianza del TMY di PVGIS	59
Tabella 19: condizione climatica prevalente di ciascun giorno del TMY considerato, da gennaio a giugno [29], [30], [31]	60
Tabella 20: condizione climatica prevalente di ciascun giorno del TMY considerato, da luglio a dicembre [29], [30], [31]	60

Tabella 21: categorizzazione in giorno di sole, nuvoloso o di pioggia, per ogni giorno del TMY considerato	61
Tabella 22: numero di giorni di sole, nuvolosi e di pioggia in ciascun mese del TMY considerato	61
Tabella 23: ore di ogni mese dell'anno con uno o più moduli fotovoltaici in ombra per vi degli ostacoli presenti sul tetto e relativo coefficiente di ombreggiamento calcolato	90
Tabella 24: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV analizzato, calcolata attraverso l'utilizzo del software Solarius-PV	93
Tabella 25: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV analizzato, calcolata attraverso l'utilizzo del software Solarius-pv	94
Tabella 26: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV analizzato, calcolata attraverso l'utilizzo del software Solarius-pv	94
Tabella 27: incremento di energia oraria media mensile [kWh], utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6.....	97
Tabella 28: incremento di energia oraria media mensile, utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6 espresso in percentuale	97
Tabella 29: incremento dell'energia media mensile ottenuto utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6.....	98
Tabella 30: presenza dell'ora solare (UTC+1) o dell'ora legale (UTC+2) nei mesi del periodo monitorato	101
Tabella 31: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, calcolata applicando una formula teorica a partire dai dati di irradianza del TMY di PVGIS (tenendo conto dell'ora legale).....	101
Tabella 32: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV analizzato, calcolata attraverso l'utilizzo del software Solarius-PV (tenendo conto dell'ora legale).....	101
Tabella 33: numero di giorni di sole, nuvolosi e di pioggia di ciascun mese del periodo di monitoraggio considerato e dell'anno meteorologico tipico utilizzato	105
Tabella 34: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di dicembre: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra).....	106
Tabella 35: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di gennaio: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	109
Tabella 36: divario tra i valori di energia oraria del 15 gennaio: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva arancione e blu (destra)	111
Tabella 37: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di febbraio: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	113
Tabella 38: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di marzo: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	116

Tabella 39: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di aprile: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	118
Tabella 40: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di maggio: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	120
Tabella 41: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di giugno: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	122
Tabella 42: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di luglio: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	124
Tabella 43: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di agosto: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	125
Tabella 44: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di ottobre: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra)	128
Tabella 45: divario tra i valori di energia oraria media per il mese di novembre: tra curva rossa e blu (sinistra); tra curva gialla e blu (destra).....	130
Tabella 46: divario tra i valori di energia media mensile: stimati mediante l'utilizzo della formula teorica e monitorati (a sinistra); stimati mediante l'utilizzo del software Solarius-PV e monitorati (a destra)	133
Tabella 47: divario tra i valori di energia media annua (escluso settembre): stimati mediante l'utilizzo della formula teorica e monitorati (a sinistra); stimati mediante l'utilizzo del software Solarius e monitorati (a destra)	136

INDICE DEI GRAFICI

Grafico 1: miglioramenti nell'efficienza dei vari tipi di celle fotovoltaiche [12].....	9
Grafico 2: curve I-V e P-U caratteristiche di una cella fotovoltaica	14
Grafico 3:curve I-V e P-V a diversi valori di irradianza (a sinistra) e curve I-V a diversi valori di temperatura (a destra).....	28
Grafico 4: Energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, ottenuta attraverso l'elaborazione dei dati di monitoraggio	38
Grafico 5: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV, calcolata applicando una formula teorica a partire dai dati di irradianza del TMY di PVGIS	58
Grafico 6: stima dell'energia oraria media mensile [kWh] prodotta dall'impianto FV analizzato, calcolata attraverso l'utilizzo del software Solarius-PV	93
Grafico 7: energia media mensile stimata utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6 e pari a 0,13 e loro differenza	98
Grafico 8: energia annuale stimata utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6 e a 0,13 e loro differenza.....	99
Grafico 9: valori di energia oraria media mensile, ottenuti con i due metodi di stima e a partire dai dati di monitoraggio, a confronto	102
Grafico 10: producibilità dell'impianto FV al 15 gennaio osservata attraverso il monitoraggio e stimata con il primo modello	111
Grafico 11: valori di energia media mensile, ottenuti con i due modelli di stima e dai dati di monitoraggio, a confronto	133
Grafico 12: valori di energia media annua (escluso settembre), ottenuti con i due metodi di stima e a partire dai dati di monitoraggio, a confronto	136

INDICE DELLE EQUAZIONI

Equazione 1: efficienza teorica di una cella fotovoltaica calcolata in condizioni STC	7
Equazione 2: corrente ai terminali del circuito equivalente a 5 parametri	13
Equazione 3: tensione ai terminali del circuito equivalente a 5 parametri	13
Equazione 4: temperatura del modulo in condizione operative diverse dalle STC	18
Equazione 5: Performance Ratio (PR) definito dalla norma IEC standard 61724	21
Equazione 6: Performance Ratio (PR) calcolato come prodotto di rendimenti	22
Equazione 7: energia prodotta dall'impianto fotovoltaico utilizzando la formula inversa del PR	23
Equazione 8: altezza angolare di Superga	32
Equazione 9: altezza angolare Bric Giardin	32
Equazione 10: altezza angolare Bric Rocca	32
Equazione 11: potenza elettrica istantanea prodotta dall'impianto fotovoltaico, ogni ora (formula teorica su cui si basa il modello di stima a partire dai dati di irradianza di PVGIS del TMY)	48
Equazione 12: energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (formula teorica su cui si basa il modello di stima a partire dai dati di irradianza di PVGIS del TMY)	49
Equazione 13: coefficiente di ombreggiamento	89
Equazione 14: divario tra i valori previsti e osservati in termini percentuali rispetto ai valori osservati	103
Equazione 15: Root Mean Squared Error (RMSE)	104

INTRODUZIONE

Il cambiamento climatico è diventato una delle sfide chiave del nostro tempo e il settore energetico è uno dei principali responsabili delle emissioni di gas a effetto serra, pertanto, la transizione energetica dai combustibili fossili, attualmente ancora adottati in larga misura per produrre elettricità (60,6% dell'energia elettrica globale è ancora prodotta da combustibili fossili Figura 1), verso le fonti rinnovabili è fondamentale, in quanto sono l'unica strada possibile per sostenere la decarbonizzazione di cui il mondo ha bisogno. Inoltre, negli ultimi anni il ruolo delle energie rinnovabili nel miglioramento della sicurezza energetica è diventato sempre più centrale [1].

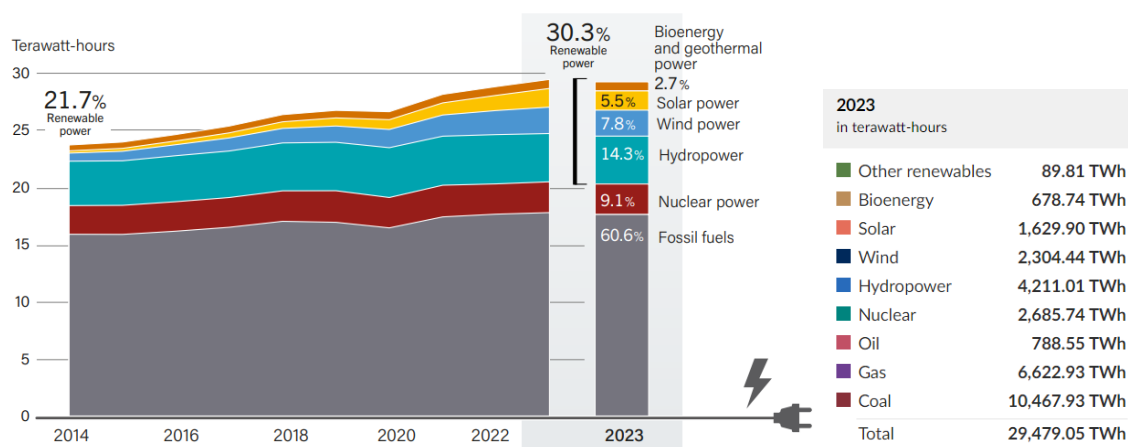


FIGURA 1: PRODUZIONE GLOBALE DI ELETTRICITÀ PER FONTE ENERGETICA: ANDAMENTO DAL 2014 E PERCENTUALI AL 2023 (A DX) [1]; DETTAGLIO DEL 2023 IN TWH [2]

Nel 2023 sono stati installati +473 GW di nuovi impianti ad energia rinnovabile, raggiungendo una capacità globale cumulata di 3870 GW. In particolare, di questi nuovi impianti ad energia rinnovabile installati il 73% (cioè +346 GW) sono nuovi impianti fotovoltaici, a testimonianza del fatto che tecnologia fotovoltaica risulta essere una delle principali alternative possibili per la decarbonizzazione del settore della produzione di elettricità [3].

Grazie a questa crescita, nel 2023 la capacità globale cumulata del fotovoltaico ha raggiunto i 1411 GW, di cui 286,32 GW installati in Europa, con in particolare 29,79 GW di capacità fotovoltaica cumulata installata in Italia (seconda in Europa per potenza installata dopo la Germania che presenta una capacità fotovoltaica installata di 81,74 GW al 2023) [4]. In Europa la quota maggiore dei nuovi impianti fotovoltaici realizzati è rappresentata dagli impianti fotovoltaici distribuiti installati sui tetti degli edifici residenziali (+32% rispetto al 2022) e commerciali/industriali (+29% rispetto al 2022) [1].

L'obiettivo per il futuro è quello di quasi triplicare la capacità installata degli impianti ad energia rinnovabile entro il 2030 (raggiungendo una capacità cumulata globale di 11174 GW), al fine di riuscire a raggiungere una quota rinnovabile del 68% nel mix energetico globale, che unitamente a misure di efficienza energetica, consentirebbe di ridurre le emissioni globali del 43% entro il 2030, in linea con i risultati del gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici (IPCC). Per far ciò sarà necessario installare ogni anno un numero di impianti molto maggiore

di quanto fatto nel 2023; servirebbe infatti installare +1043 GW/anno di nuovi impianti ad energia rinnovabile, di cui +578 GW/anno impianti fotovoltaici, cioè quasi il doppio di quelli installati nel 2023 [3]. In questo contesto globale di crescita, le tecnologie solari fotovoltaiche, che oggi rappresentano ancora una quota limitata dell'attuale mix energetico globale (nel 2023 solo il 5,5% della produzione globale di energia elettrica proveniva dal fotovoltaico Figura 1), acquisiranno sempre maggior importanza [1].

L'Unione Europea si sta già muovendo in questa direzione, infatti nel documento “EU Solar Energy Strategy”, come parte del piano “RePowerEU”, si afferma che l'energia solare avrà un ruolo centrale nel ridurre la dipendenza europea dai combustibili fossili in tutti i settori. Questa strategia mira ad installare in Europa oltre 320 GW di solare fotovoltaico entro il 2025 e quasi 600 GW entro il 2030; in questo modo il fotovoltaico diventerà una delle fonti più competitive di energia elettrica nell'Unione Europea [5].

In Italia il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), sostenuto da diverse iniziative del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), apre la strada alla decarbonizzazione energetica ed è stato aggiornato al 2023, aumentando gli obiettivi per il 2030, in linea con gli obiettivi di Fit for 55% e le prospettive REPowerEU. Il principale obiettivo per il 2030 è quello di raggiungere una quota di energia FER del 30% nel consumo finale lordo di energia e per realizzarlo è necessario raggiungere una capacità fotovoltaica cumulata di 80 GW (contro i circa 30 GW presenti al 2023) e una produzione annua di 100 TWh di energia dal fotovoltaico (Figura 2). Tuttavia, nonostante in Italia i costi per installare nuovi impianti fotovoltaici siano sostenibili, ottenere le autorizzazioni per l'installazione rimane ancora molto difficile [6].

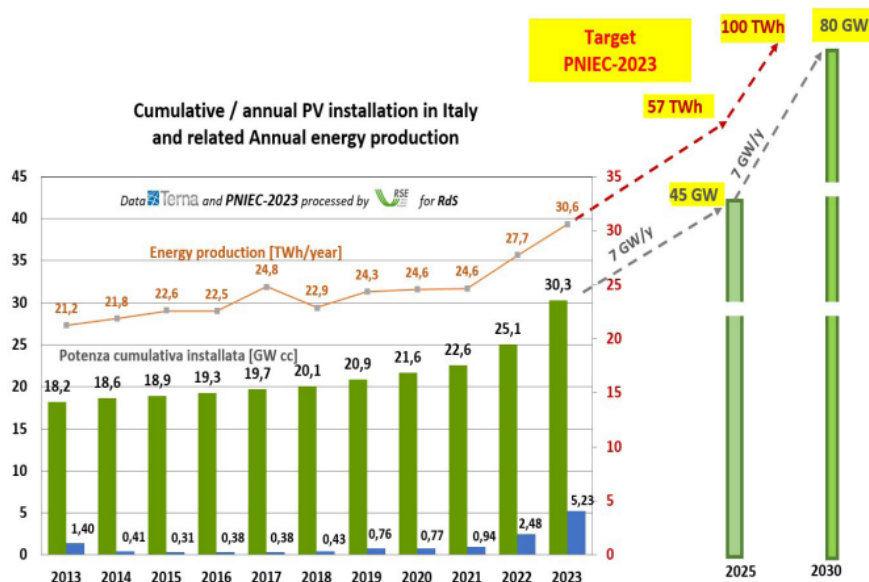


FIGURA 2: CAPACITÀ FOTOVOLTAICA CUMULATA (IN VERDE) E ANNUALMENTE INSTALLATA (IN BLU) IN ITALIA [GW] E RELATIVA PRODUZIONE ENERGETICA ANNUALE (CURVA ARANCIONE) [TWH] AL 2023 [6]

Complessivamente il fotovoltaico svolgerà un ruolo chiave nella transizione globale verso le energie a basse emissioni di carbonio, che consentiranno la decarbonizzazione del settore della produzione di elettricità e in questo contesto è di fondamentale importanza riuscire a stimare

con precisione la quantità di energia che un impianto fotovoltaico di nuova costruzione, sarà in grado di produrre. Questo è ancor più vero in Europa per gli impianti fotovoltaici distribuiti, cioè installati sui tetti degli edifici residenziali, pubblici o industriali, che, come si è visto, rappresentano la quota maggiore dei nuovi impianti fotovoltaici che sono stati realizzati nel 2023. In questi impianti conoscere con precisione la quantità di energia che essi sono in grado di produrre, consente di poterli dimensionare correttamente in base ai consumi effettivi dell'edificio, così da massimizzare l'autoconsumo e ridurre i tempi di ritorno dell'investimento iniziale, rendendoli redditizi.

CAPITOLO 1:

CHE COS'È IL FOTOVOLTAICO E COME FUNZIONA

Il solare fotovoltaico, abbreviato in FV o PV (che si riferisce all'inglese "photovoltaic") è una tecnologia utilizzata per convertire la luce solare direttamente in elettricità, senza parti meccaniche in movimento e senza generare emissioni di CO₂ o sostanze inquinanti, durante il funzionamento. L'elemento base del fotovoltaico è la cella fotovoltaica, costituita da materiali semiconduttori opportunamente drogati, che colpiti dalla radiazione solare generano l'effetto fotovoltaico, attraverso cui si produce corrente elettrica [7].

1.1 LA GIUNZIONE P-N

La giunzione p-n è l'elemento fondamentale di una cella fotovoltaica. Nelle celle fotovoltaiche commercialmente più utilizzate essa viene creata a partire da una lastra di silicio purissimo (con una concentrazione di impurezze inferiore a 10^{-7}), attraverso il doping (cioè aumento artificiale della concentrazione di impurità) con boro (B) e fosforo (P). Il Boro (B) è un atomo trivalente, cioè con 3 elettroni di valenza, ossia un elettrone di valenza in meno rispetto al Si, che è un elemento tetravalente; quindi, attraverso il drogaggio con il boro, nella lastra di Si per ogni impurezza di boro inserita, si crea una lacuna (cioè una carica positiva, data dall'assenza di un elettrone) e per questo è detta di tipo p (Figura 3). Dall'altra parte il fosforo (P) è un atomo pentavalente, cioè con 5 elettroni di valenza, ossia uno in più rispetto al Si; quindi, nella lastra di Si per ogni impurezza di fosforo inserita, si ottiene un elettrone libero di muoversi (cioè una carica mobile negativa) e per questa è detta di tipo n (Figura 3).

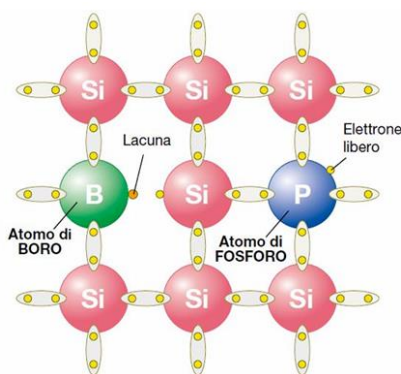


FIGURA 3: STRUTTURA ATOMICA DEL Si DROGATO CON BORO (B) E FOSFORO (P)

Generalmente l'intera lastra di Si viene drogata con il boro (B), diventando un wafer di tipo p, che dopo essere stato levigato e pulito chimicamente, subisce un processo di diffusione gassosa con un gas ricco di fosforo (P), creando così un sottile strato (di $1\mu\text{m}$) di tipo n sulla superficie frontale e le pareti laterali della lastra; viene poi effettuata una pulizia chimica grazie alla quale, si rimuove il sottile strato n dalle superfici laterali, che ritornano ad essere di tipo p. Si crea così la giunzione p-n, in cui nello strato di tipo p le lacune sono la carica maggioritaria, mentre

invece nello strato superficiale di tipo n è il contrario, cioè gli elettroni sono la carica maggioritaria (Figura 4A) [7], [8].

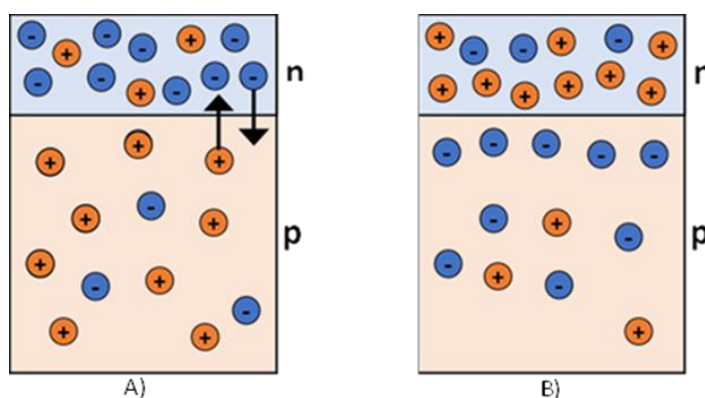


FIGURA 4: A) GIUNZIONE P-N; B) GIUNZIONE P-N DOPO DIFFUSIONE

La giunzione p-n è caratterizzata da un “band gap”, che è il salto energetico (“energy gap”) che un elettrone deve compiere per spostarsi dalla banda di valenza alla banda di conduzione; creando una giunzione p-n con il drogaggio con boro e fosforo essa è caratterizzata da un band gap di 1.12 eV [8].

A temperatura ambiente (circa 300K) l’energia termica fa sì che una piccola porzione di elettroni di valenza riescano a superare il “band gap”, diventando elettroni di conduzione e quindi liberi di muoversi. Questi elettroni per diffusione tendono a spostarsi dalla zona a maggiore concentrazione verso quella a minore concentrazione, quindi si spostano dallo strato superficiale di tipo n (dove gli elettroni sono i portatori di carica maggioritari), verso lo strato di tipo p (dove gli elettroni sono i portatori di carica minoritari); dall’altra parte, di conseguenza, le lacune si spostano in direzione opposta, cioè da p a n (Figura 4A). In seguito a questo processo di diffusione, che è quasi istantaneo, lo strato di tipo n, presenterà un eccesso di lacune e quindi diventerà carico positivamente, mentre invece lo strato di tipo p, presenterà un eccesso di elettroni e quindi si caricherà negativamente (Figura 4B). Si crea così una barriera di potenziale nella cella, cioè una barriera energetica, che impedisce agli elettroni di spostarsi verso p, in quanto ora in p è presente un eccesso di cariche negative. In questo modo gli elettroni, che si genereranno quando la cella è colpita dalla radiazione solare (come spiegato nel paragrafo successivo 1.2), possono spostarsi in una sola direzione, verso n, cioè verso lo strato superficiale della cella. Questa è la funzione principale della giunzione p-n, ossia consentire lo spostamento degli elettroni e quindi il passaggio della corrente in una sola direzione; per questo viene detta diodo o raddrizzatore di corrente [7].

1.2 L’EFFETTO FOTOVOLTAICO

L’effetto fotovoltaico è il processo che avviene all’interno delle celle fotovoltaiche, che permette la trasformazione diretta della radiazione solare incidente in corrente elettrica.

La luce solare incidente sulla cella fotovoltaica è costituita da fotoni, i quali cedono la loro energia agli elettroni della cella fotovoltaica. Le condizioni necessarie affinché avvenga l’effetto fotovoltaico e si generi la corrente elettrica sono due:

- il fotone incidente sulla cella deve essere sufficientemente energetico, cioè avere un'energia maggiore del "band gap" della giunzione p-n della cella fotovoltaica. Se ciò accade allora l'elettrone riceve sufficiente energia per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione, diventando così libero di muoversi; quando un elettrone migra nella banda di conduzione, si lascia dietro un buco nella banda di valenza: si crea così una coppia lacuna-elettrone [9];
- la presenza di un campo elettrico, poiché senza di esso l'elettrone di conduzione si muoverebbe in modo caotico e casuale, invece grazie alla presenza della barriera di potenziale che crea la giunzione p-n, l'elettrone si muove nella direzione del campo elettrico, cioè è attratto verso lo strato n (carico positivamente), mentre la lacuna è attratta verso lo strato p (carico negativamente). Questo spostamento di cariche è la sorgente della corrente fotovoltaica [8].

Se la cella fotovoltaica è esposta alla radiazione solare e queste due condizioni si verificano, l'effetto fotovoltaico ha luogo. Gli elettroni di conduzione liberi di muoversi e attratti verso lo strato n, entrano nella fitta trama di fili dell'elettrodo frontale della cella fotovoltaica, dando vita alla corrente elettrica generata dalla cella fotovoltaica [7].

CAPITOLO 2:

LA CELLA FOTOVOLTAICA

La cella fotovoltaica rappresenta la più piccola unità in un modulo fotovoltaico. Essa è un dispositivo capace di convertire la radiazione solare incidente in energia elettrica, attraverso l'effetto fotovoltaico, grazie alla presenza della giunzione p-n.

La cella fotovoltaica (Figura 5) è costituita da una giunzione p-n, che può essere realizzata utilizzando diversi materiali semiconduttori, come descritto nel paragrafo 2.2. Sullo strato n superficiale è presente un rivestimento antiriflesso di nitruro di silicio o ossido di titanio, utilizzato per ridurre le perdite dovute alla riflessione dell'irradianza solare sulla superficie della cella. Al di sopra di questo strato è presente un elettrodo con una struttura a griglia, costituito da una fitta trama di fili (realizzati in una lega di Ag-Al), detti "busbar", quelli più spessi usati per creare le connessioni con il carico esterno, e "fingers", quelli più sottili usati per creare un contatto profondo con lo strato n e ottenere così una più facile estrazione della corrente. Invece la faccia posteriore (di tipo p) della cella, è collegata ad un elettrodo a piastra, realizzato in Al, che ricopre l'intera superficie della cella [9].

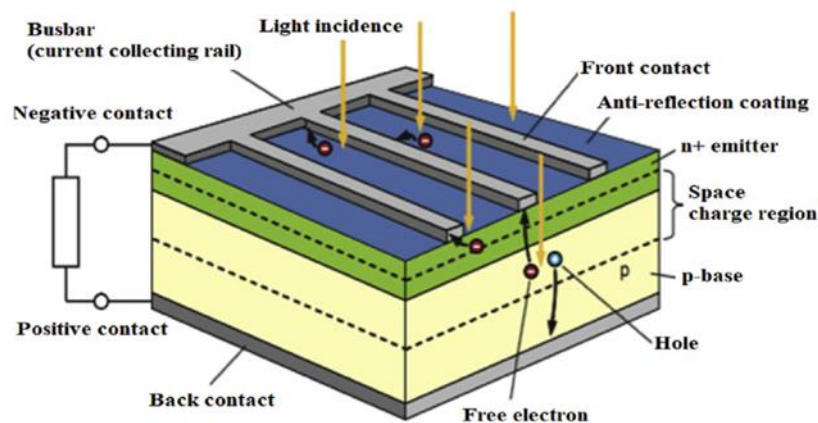


FIGURA 5: SCHEMA RAPPRESENTATIVO DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA [10]

2.1 EFFICIENZA DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

L'efficienza di un una cella fotovoltaico è una misura della quantità di radiazione solare incidente su di essa che viene effettivamente convertita in energia elettrica. Ad esempio, un'efficienza del 21% significa che solo il 21% della radiazione solare incidente sulla cella viene convertita in elettricità. Per questo l'efficienza teorica di una cella fotovoltaica calcolata in condizioni STC (descritte nel paragrafo 3.2) è [8]:

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{G_{STC} \cdot A} \quad (1)$$

con:

- A = Area della cella [m^2];
- P_{STC} = massima potenza elettrica prodotta dalla cella in STC [W].
- $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$

Le ragioni per cui l'efficienza effettiva della cella è inferiore rispetto all'efficienza teorica sono le seguenti fonti di perdita presente nella cella fotovoltaica:

- Non tutti i fotoni incidenti penetrano nella cella, ma in parte vengono riflessi dalla superficie della cella stessa o dall'elettrodo frontale (fatto di argento e non trasparente alla radiazione stessa). Queste perdite possono essere ridotte attraverso una texturizzazione della superficie che minimizzi la riflessione e massimizzi l'assorbimento oppure posizionando sulla cella un rivestimento antiriflesso, che in una cella c-Si può ridurre la riflessione al 3% (da oltre il 30% presente in una cella non trattata) o ancora riducendo il numero di fingers dell'elettrodo frontale (tuttavia con quest'ultima soluzione si aumenta la resistenza elettrica della cella al flusso di corrente) [7], [8].
- Un'altra fonte di perdita è dovuta al fatto che alcune coppie di elettrone-lacuna si ricombinano insieme prima che vengano separati dal campo elettrico presente nella giunzione p-n. Può infatti succedere che l'elettrone di conduzione, libero di muoversi, si ricombini lateralmente con le lacune disponibili nello strato n oppure vada verso lo strato p (se ha un'energia maggiore della barriera di potenziale creata dalla giunzione p-n) e si ricombini con le lacune lì presenti, generando calore e quindi scaldando la cella. Questo effetto può essere ridotto realizzando uno strato n molto sottile (in genere ha uno spessore di solo $1\mu\text{m}$) e alzando ad un valore elevato la barriera di potenziale che crea la giunzione p-n, così che agisca da raddrizzatore di corrente [8], [9].
- Un'ulteriore fonte di perdita è dovuta all'isolamento elettrico imperfetto delle quattro superfici laterali della cella, che fa sì che si generi una corrente di dispersione (leakage current) attraverso di esse; questa perdita può essere ridotta migliorando l'isolamento elettrico delle facce laterali della cella [7], [9].
- Un'ultima fonte di perdita è dovuta alla resistenza elettrica interna della cella e degli elettrodi, che comporta una dissipazione di energia in calore per via dell'effetto Joule [7], [8].

Il settore del fotovoltaico è in continuo e rapido mutamento ed è caratterizzato da frequenti innovazioni grazie alla continua attività di ricerca, con l'obiettivo di offrire celle fotovoltaiche sempre più efficienti (Grafico 1). Aumentare l'efficienza delle celle consente di produrre moduli sempre più competitivi e ad un costo minore, poiché, a parità di potenza di uscita richiesta si può ridurre la quantità di celle presenti all'interno del modulo fotovoltaico; così facendo si ha anche una riduzione della superficie del modulo e quindi della superficie totale occupata dal campo fotovoltaico, riducendo anche la lunghezza dei fili e cavi utilizzati nell'impianto [11].

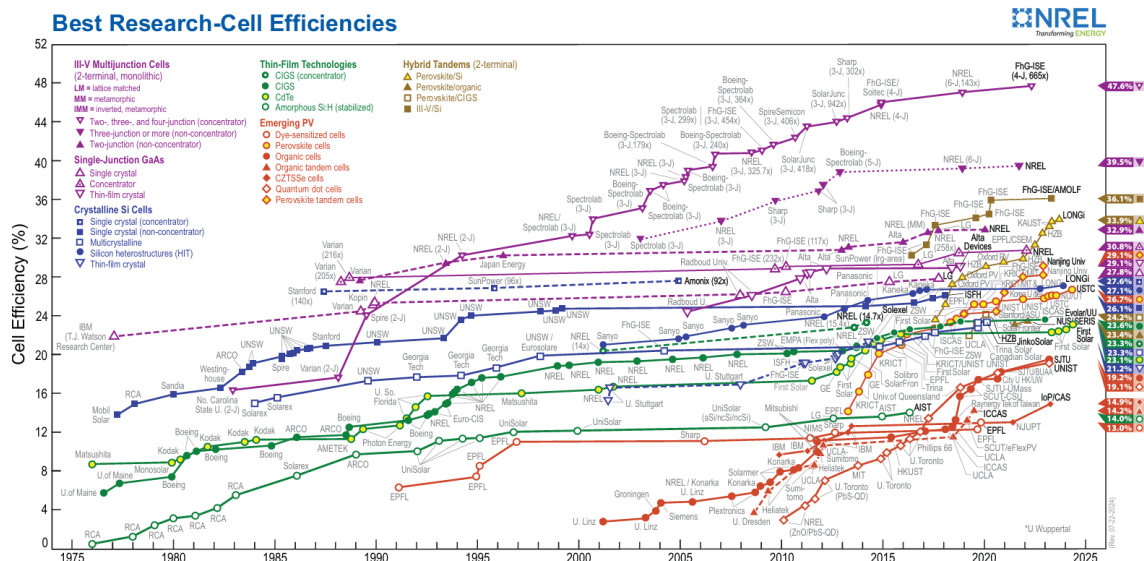


GRAFICO 1: MIGLIORAMENTI NELL'EFFICIENZA DEI VARI TIPI DI CELLE FOTOVOLTAICHE [12]

2.2 TIPOLOGIE DI CELLE FOTOVOLTAICHE

La giunzione p-n può essere costituita non solo da una lastra di silicio dopata con boro (B) e fosforo (P) (come spiegato nel Capitolo 1), ma da diversi materiali, su cui viene effettuata una costante ricerca; di conseguenza esistono diversi tipi di celle fotovoltaiche ciascuna con un diverso “band gap” [8].

Le celle commercialmente più utilizzate sono quelle al silicio cristallino (c-Si), caratterizzate da un band gap di 1.12 eV, ma sul mercato sono presenti anche altre tipologie di celle [7]. Qui di seguito vengono elencate alcune delle celle fotovoltaiche più utilizzate.

Celle fotovoltaiche monocristalline (m-Si o sc-Si)

Le celle fotovoltaiche al silicio monocristalline sono formate da un unico cristallo di silicio (Figura 6 a sinistra).

Queste celle hanno uno spessore di circa $0,2 \div 0,3$ mm e si realizzano con processi di cristallizzazione lenti e ad alte temperature (fino a 1500°C). L'efficienza commerciale di conversione energetica di queste celle è di circa il 20% - 25%; presentano quindi prestazioni elevate, oltre ad una elevata affidabilità e una lunga vita (di circa 25 anni), sebbene siano caratterizzate da un costo piuttosto elevato rispetto ad altre celle solari, per via dei lunghi processi di cristallizzazione e lavorazione [13], [14].

Attualmente sono le celle fotovoltaiche commercialmente più utilizzate, grazie alla loro elevata efficienza e affidabilità e anche perché il Si, con cui sono realizzate, è uno degli elementi più comuni presenti in natura [13].

Celle fotovoltaiche poli-cristalline (p-Si o mc-Si)

Le celle fotovoltaiche al silicio policristalline (anche dette multi-cristalline) sono costituite da wafer composti da diversi cristalli di silicio e si distinguono dalle celle mono-cristalline per via dell'aspetto blu maculato che le caratterizza (Figura 6 a destra). Esse sono state la prima tecnologia ad essere utilizzata; vennero impiegate per la prima volta nel settore pubblico nel 1981 [13]. Queste celle hanno un'efficienza di conversione che si aggira intorno al 18-21%, più bassa, rispetto a quella delle celle monocristalline (m-Si) [14]. Proprio per questo e anche grazie al processo di produzione più semplice, le celle policristalline sono più economiche di quelle monocristalline [13]; ciò le rende ancora appetibili sul mercato anche se attualmente sono molto meno usate rispetto al passato a livello globale [14].

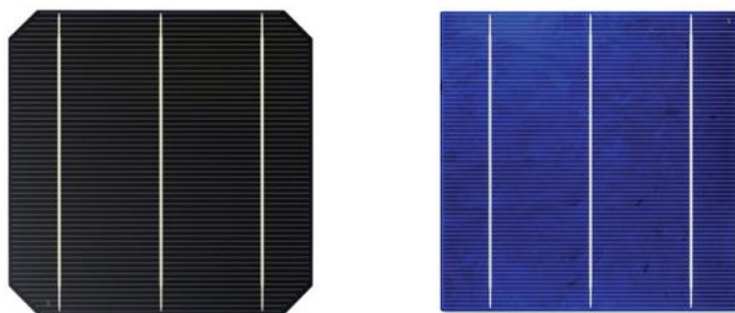


FIGURA 6: CELLA FOTOVOLTAICA MONOCRISTALLINA (A SX); CELLA FOTOVOLTAICA POLICRISTALLINA (A DX)

Celle fotovoltaiche PERC

La tecnologia delle celle di tipo PERC (= Passivated Emitter and Rear Cell) consiste in delle celle fotovoltaiche al silicio cristallino (c-Si), realizzate con wafer di tipo p, in cui viene inserito uno strato dielettrico di passivazione, tipicamente di Al_2O_3 o SiN_x , tra il substrato e il contatto posteriore della cella. Grazie a questo strato dielettrico di passivazione la cella è in grado di assorbire più fotoni e ridurre le perdite di ricombinazione degli elettroni; ciò aumenta la quantità di irradianza solare che è convertita in energia elettrica, consentendo alle celle PERC di avere un'efficienza complessiva di circa l'1% più alta rispetto all'efficienza delle celle fotovoltaiche c-Si tradizionali [15], [16].

Celle fotovoltaiche TOPCon

La tecnologia delle celle di tipo TOPCon (= Tunnel Oxide Passivated Contact) consiste in celle fotovoltaiche al silicio cristallino (c-Si), realizzate con un wafer di tipo n, in cui viene inserito un contatto di passivazione, su uno strato ultrasottile di un ossido di silicio (SiO_x), sulla parte posteriore della cella. Questo riduce significativamente le perdite di ricombinazione delle cariche minoritarie e allo stesso tempo fornisce una bassa resistenza ai portatori di carica maggioritari, generando quindi delle celle fotovoltaiche al silicio ad alta efficienza [15], [16].

Celle a film sottile in tellurio di cadmio (CdTe)

Le celle al CdTe sono celle fotovoltaiche costituite da cadmio e tellurio, estremamente sottili (presentano uno spessore di pochi micrometri, circa 10 μm); questa loro caratteristica le rende leggere e flessibili, dandole la possibilità di essere installate su molti substrati, inclusi metalli, vetro e polimeri, consentendo così di posizionarle su superfici curve o finestre, tegole e lucernari [17].

Le celle CdTe hanno un'efficienza di conversione intorno al 16-21%, grazie al loro “band-gap” di 1,45eV [7], [13]. Il principale svantaggio è rappresentato dalla tossicità del cadmio (Cd), che comporta rischi ambientali ed è un problema per questa tecnologia [17]. Un ulteriore svantaggio è che queste celle hanno una vita più breve rispetto alle celle monocristalline e policristalline [11].

Attualmente queste celle hanno la più grande quota di mercato tra tutte le tipologie di celle a film sottile, sebbene l'utilizzo delle tecnologie a film sottile a livello commerciale sia in costante diminuzione dal 2012 [11].

Celle di silicio amorfo (a-Si)

Queste celle sono realizzate in silicio caratterizzato da una struttura amorfa, anziché cristallina. Come le precedenti sono celle a film sottile con uno spessore di solo circa 1 μm e possono essere depositate su innumerevoli substrati flessibili utilizzando metodi di deposizione continua. Le celle a film sottile di silicio amorfo (a-Si) vengono realizzate a temperature molto più basse (200÷250°C), rispetto alle celle al silicio cristallino (c-Si); presentano un “band gap” di 1,6 eV e hanno una bassa efficienza (5-7%), che però si può alzare all' 8-10% con progetti a doppia o tripla giunzione, che però si degradano più velocemente [17].

Il vantaggio di queste celle è che non contengono sostanze tossiche e metalli pesanti, come il cadmio [13]; inoltre si comportano meglio in situazioni ombreggiate rispetto alle celle al silicio cristallino. Tuttavia, i moduli costituiti da queste celle sono relativamente più fragili, di dimensioni maggiori e di peso maggiore rispetto ai moduli costituiti da celle al silicio cristallino [17].

Celle CIS e CIGS

Le celle solari a film sottile CIS (= Copper Indium Selenide) e CIGS (= Copper Indium Gallium di-Selenide) sono sistemi multistrato con materiale assorbente semiconduttore, con un “band-gap” che si aggira intorno a 1,06 - 1,7 eV per le CIGS, a seconda del rapporto Ga/(Ga+In) [17]. Le celle CIS hanno un'efficienza intorno al 21%, mentre le CIGS del 21-22,8%, paragonabile a quella delle celle in silicio poli-cristallino; ciò le rende competitive con le altre tecnologie a film sottile [13], [17]. Questo tipo di cella fotovoltaica si sta sviluppando rapidamente e ha registrato una crescita significativa nel mercato fotovoltaico grazie all'elevata affidabilità e alla capacità di assorbire diverse lunghezze d'onda dello spettro solare, tra cui anche le radiazioni UV e IR [13]. Tuttavia, la rarità dell'indio, nonché le molteplici fasi necessarie per produrle, comportano alti costi e ne limitano la produzione su larga scala [17].

Celle multi-giunzione

Il concetto di celle multi-giunzione è stato introdotto per massimizzare l'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche, utilizzando contemporaneamente diverse giunzioni costituite da diversi materiali (impilati e collegati tra loro in serie o in parallelo), ciascuno con un proprio "band gap", così da massimizzare l'assorbimento dello spettro solare [18]. Le celle multi-giunzione, hanno una superficie molto piccola di circa 1 cm^2 e possono essere a doppia giunzione o a tripla giunzione [7]. Attualmente la massima efficienza raggiunta in laboratorio da una cella a doppia giunzione è del 32,9%, mentre per una cella a tripla giunzione è del 39,5%, ma può raggiungere addirittura il 47,6 % utilizzando dei concentratori solari per concentrare l'irradianza sulla cella [12].

Anche se tecnologicamente queste celle sembrano promettenti, il costo elevato di produzione, per via della loro complessità, rimarrà un forte ostacolo per l'utilizzo di questa tecnologia nel prossimo futuro e le sue applicazioni commerciali potranno essere limitate principalmente alle applicazioni spaziali [17], [18].

Le celle organiche (OPV)

Le celle solari organiche utilizzano semiconduttori organici (solitamente di uno spessore di 100 nm), come strato attivo di assorbimento della luce [14]. Queste celle sono costituite da una lastra di vetro frontale, uno strato di contatto di ossido di indio-stagno trasparente (ITO), polimeri conduttori fotoattivi e una lastra di contatto posteriore. L'efficienza di queste celle è di circa il 4% -5% (molto bassa) [17] e la produzione è molto economica [13], ma nonostante i bassi costi di produzione, non sono ancora disponibili sul mercato [14].

Queste celle organiche in situazioni ombreggiate si comportano meglio rispetto alle celle in silicio cristallino, tanto che possono essere integrate con batterie agli ioni di litio, ottenendo una tensione sufficiente per ricaricare la batteria anche quando i livelli di luce solare sono bassi. Per questo possono essere associate a dispositivi come smartphone, tablet, lettori MP3 e telecomandi, consentendo di ricaricarli continuamente, anche mentre l'utente è in movimento e in condizioni di scarsa illuminazione. Quindi anche se questo tipo di cella è ancora una tecnologia emergente in fase di sviluppo, grazie alle sue caratteristiche, oltre alla sottigliezza, leggerezza ed economicità, sta avendo una crescente popolarità e potrebbe presto diventare disponibili per l'uso commerciale [13].

Celle in perovskite (PSC)

Lo strato attivo della cella fotovoltaica in perovskite (PSC) è costituito da ossido di titanio di calcio (CaTiO_2), detto perovskite, un minerale che assorbe molto bene la luce solare, che viene ulteriormente trattato con una soluzione di stagno o alogenuro [13]. Inizialmente queste celle erano molto inefficienti (solo il 4% di efficienza in media) e avevano una breve durata di vita, successivamente in seguito a vari miglioramenti tecnologici esse hanno raggiunto un'efficienza intorno di 26,7% nel 2024, che nelle tecnologie tandem con il silicio arriva addirittura al 33,9% [12], [13].

Queste celle solari composte in perovskite sono una tecnologia promettente ed economica [17], ma devono ancora affrontare alcune sfide significative prima di raggiungere la maturità commerciale [11]. La principale sfida è che soffrono di degrado e instabilità e quindi hanno una breve vita di funzionamento [17], poiché i cristalli di perovskite si dissolvono facilmente e non sono in grado di gestire condizioni di umidità; Inoltre, un altro problema è rappresentato dall'ecotossicità di queste celle, a causa della presenza di un composto di piombo (solubile) all'interno della cella [18]. Dalla loro nascita le celle in perovskite sono maturate ad un ritmo molto veloce e quindi, una volta che gli ostacoli sopra discussi verranno risolti, questo tipo di celle potrebbe diventare una delle tecnologie fotovoltaiche più promettenti, rivoluzionando il paesaggio fotovoltaico futuro [11], [18].

2.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DELLA CELLA FV

È possibile modellizzare la cella fotovoltaica attraverso un circuito equivalente a tre parametri che tiene conto solo dell'effetto fotovoltaico (rappresentato da un generatore ideale di corrente) e della giunzione p-n (rappresentata da un diodo connesso in antiparallelo al generatore ideale di corrente). Tuttavia, un modello circuitale più accurato è il circuito equivalente a 5 parametri (Figura 7), costituito da:

- un generatore ideale di corrente, che modella l'effetto fotovoltaico
- un diodo, che rappresenta il comportamento della giunzione p-n, connesso in antiparallelo al generatore ideale di corrente
- la resistenza shunt, che rappresenta la corrente di dispersione (leakage current) attraverso le quattro pareti laterali della cella; connessa in parallelo al generatore ideale di corrente
- la resistenza in serie, che modella le perdite Joule e la caduta di tensione nell'elettrodo frontale; connessa in serie al circuito.

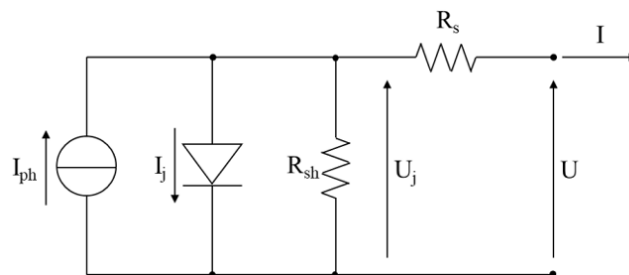


FIGURA 7: CIRCUITO EQUIVALENTE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

Per calcolare la tensione ai terminali del circuito (U) e la corrente che lo attraversa (I) sono applicate le leggi di tensione e corrente di Kirchhoff:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (2)$$

$$U = U_j - R_s \cdot I \quad (3)$$

2.4 CURVA I-V CARATTERISTICA DI UNA CELLA FV

La curva I-V caratteristica (Grafico 2) di una cella fotovoltaica, sottoposta alla radiazione solare, fornisce informazioni riguardo il punto di lavoro della cella, ossia il valore di corrente e tensione a cui la cella sta lavorando e quindi la potenza elettrica (data dal prodotto delle due) che è in grado di generare. I tre punti più importanti sulla curva sono:

- il punto di circuito aperto, in cui $I = 0$ e $U = U_{OC}$ (punto di intersezione con l'asse delle ascisse)
- il punto di cortocircuito, in cui $I = I_{SC}$ e $U = 0$ (punto di intersezione con l'asse delle ordinate)
- il punto di massima potenza (MPP = Maximum Power Point), in cui $I = I_{MPP}$ e $U = U_{MPP}$, che corrisponde al punto della curva in cui la potenza elettrica prodotta dalla cella è massima [7].

L'obiettivo è cercare di far lavorare la cella fotovoltaica sempre nel suo MPP, così da produrre la massima potenza possibile (curva P-U nel Grafico 2) [7].

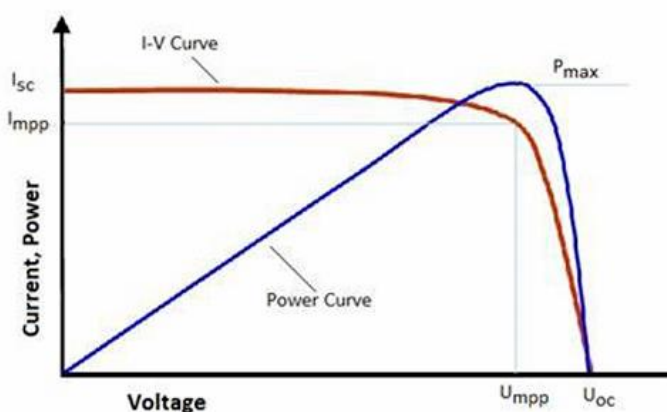


GRAFICO 2: CURVE I-V E P-U CARATTERISTICHE DI UNA CELLA FOTOVOLTAICA

In realtà, anche se non è mostrato nel Grafico 2, la curva I-V caratteristica della cella, si espande anche nel I e IV quadrante del grafico, dove anziché funzionare da generatore (come avviene nel II quadrante mostrato), funziona da utilizzatore, rispettivamente a tensione inversa nel I quadrante e a corrente inversa nel IV quadrante. La cella si troverà ad operare come un carico, nel I o IV quadrante, quando essa è in ombra [7].

La curva I-V caratteristica di una cella fotovoltaica è fortemente influenzata da due fattori: l'irradianza (G) e la temperatura (T). In particolare:

- Al variare dell'irradianza, mantenendo costante la temperatura, la corrente di cortocircuito (I_{SC}) diminuisce in modo proporzionale alla diminuzione dell'irradianza, mentre invece la tensione di circuito aperto (U_{OC}) rimane quasi costante al diminuire dell'irradianza (in quanto diminuisce con una legge logaritmica). Da ciò ne deriva che la potenza massima che la cella è in grado di erogare (P_{MPP}) diminuisce al diminuire dell'irradianza.
- Al variare della temperatura, mantenendo costante l'irradianza, la tensione di circuito aperta (U_{OC}) diminuisce aumentando la temperatura, mentre invece la corrente di cortocircuito

(I_{SC}) rimane pressoché costante (aumenta solo sensibilmente) all'aumentare della temperatura. Da ciò ne deriva che aumentando la temperatura la potenza massima che la cella è in grado di erogare (P_{MPP}) diminuisce in modo proporzionale ad un coefficiente termico di potenza massima ($\gamma_{P_{max}}$)

In generale, come approssimazione si può considerare che la corrente di cortocircuito (I_{SC}) dipenda solo dall'irradianza mentre invece la tensione di circuito aperto (U_{OC}) dipenda solo dalla temperatura [7].

Idealmente le curve I-V caratteristiche delle singole celle dello stesso tipo sono tutte uguali, ma in realtà invece possono essere leggermente diverse per effetto di lievi differenze di fabbricazione o difetti strutturali o ancora diverse condizioni operative (ad esempio quando una cella è ombreggiata). Di conseguenza, quando si connettono più celle fotovoltaiche insieme in serie o parallelo, per costituire un modulo fotovoltaico, la curva I-V caratteristica complessiva che ne deriva è lievemente diversa da quella ideale, per via proprio di queste condizioni di mismatch presenti tra le celle [7].

CAPITOLO 3:

MODULO FOTOVOLTAICO

Un modulo fotovoltaico è costituito da un insieme di celle fotovoltaiche, interconnesse tra loro in genere in serie e qualche volta in parallelo. Le celle che costituiscono il modulo sono incapsulate, in condizione di vuoto, tra due strati di EVA (= Ethylene Vinyl Acetate), un materiale adesivo che presenta proprietà isolanti e impermeabili; ciò serve per garantire che esse siano protette dagli agenti atmosferici come vento, pioggia, neve e umidità. Inoltre, al di sopra dello strato superiore di EVA viene anche posizionata una lastra di vetro frontale con uno spessore di circa 3-4 mm, che serve a proteggere il modulo fotovoltaico dalla grandine. Al di sotto delle celle e dello strato inferiore di EVA è presente invece un substrato di supporto (backsheet), realizzato in materiale polimerico (generalmente TEDLAR), che garantisce anche l'isolamento dall'infiltrazione di acqua e vapore. Tutta la struttura (Figura 8) è tenuta insieme da un telaio in alluminio (frame) che conferisce rigidità alla struttura e presenta delle guarnizioni di tenuta, che hanno l'obiettivo di aumentare l'isolamento elettrico del modulo. In genere i moduli fotovoltaici devono avere una garanzia di doppio isolamento per evitare guasti di corto circuito e ground faults [7].

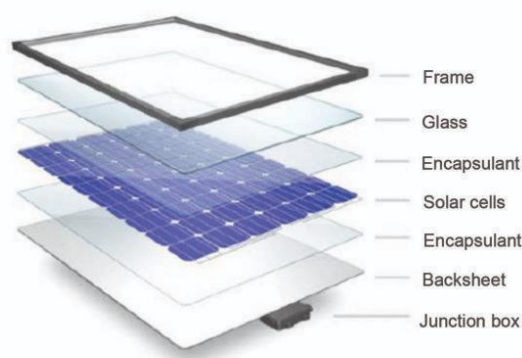


FIGURA 8: STRUTTURA DI UN MODULO FOTOVOLTAICO

All'interno del modulo, i principali busbars delle celle fotovoltaiche sono saldati ai ribbons (= conduttori a nastro), sottili cavi realizzati in una lega di rame (caratterizzati da una bassa resistenza elettrica, per facilitare il passaggio della corrente), che collegano la parte anteriore di una cella con la parte posteriore della cella adiacente [7].

Sulla parte posteriore del modulo fotovoltaico è presente una junction box (= scatola di derivazione) (Figura 8) a tenuta stagna, con due cavi di connessione che fuoriescono, che tipicamente presentano connettori plug-in (= ad innesto), per facilitare la connessione del terminale positivo del modulo con il terminale negativo del modulo adiacente; all'interno della junction box sono anche contenuti i diodi di bypass, se presenti [7].

In genere i moduli fotovoltaici più utilizzati presentano 60 o 72 o 96 celle connesse in serie tra loro, oppure un totale di 120 celle a metà taglio connesse in serie e parallelo tra loro; il numero di celle varia a seconda delle caratteristiche tecniche richieste e dalla ditta produttrice. Negli ultimi anni sta diventando molto popolare utilizzare moduli fotovoltaici costituiti da half-cells,

cioè celle a mezzo taglio, perché il loro comportamento è migliore in condizioni di mismatch, in quanto in questa configurazione un diodo di bypass protegge 2 stringhe di celle, connesse in parallelo allo stesso diodo [7].

3.1 EFFICIENZA E DEGRADO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

L'efficienza di un modulo fotovoltaico è sempre inferiore rispetto all'efficienza di una singola cella fotovoltaica, perché un modulo è costituito da più celle solari tra loro interconnesse e ciò necessariamente determina delle perdite aggiuntive dovute al mismatch presente tra le celle e alle perdite per effetto Joule, dovute alla resistenza elettrica delle connessioni tra le celle; inoltre la presenza del vetro frontale e del rivestimento in resina di EVA, determina anche delle perdite ottiche, riducendo la quantità di irradianza che raggiunge le celle. L'efficienza media dei pannelli fotovoltaici varia dal 17% al 19%, anche se alcune tecnologie al silicio cristallino presenti sul mercato riescono a raggiungere un'efficienza del 23% [17].

L'efficienza nominale del modulo fotovoltaico è valutata in condizioni STC, mentre invece l'efficienza effettiva a cui lavora un modulo dipende principalmente dall'irradianza (quindi dalle condizioni meteorologiche) e dalla temperatura del modulo. In secondo luogo, l'accumulo di polvere, sabbia, cenere, fuliggine o guano sulla superficie dei moduli può significativamente ridurre le loro prestazioni, diminuendo la produzione di energia elettrica, indipendentemente dalla tecnologia fotovoltaica adottata. L'accumulo di questi materiali sulla superficie del pannello determina una attenuazione dell'irradianza e causa anche una parziale ombreggiatura di alcune celle (quando la deposizione non è uniforme sul pannello); ciò genera un mismatch tra le celle del modulo e aumenta la temperatura delle celle colpite, generando nel peggiore dei casi degli hot-spot, che provocano danni irreversibili alle celle. Per questo motivo, oltre alla pulizia dei moduli grazie a processi naturali come pioggia e vento, che non comportano spese, ma allo stesso tempo non possono essere pianificati e non sempre riescono a ridurre lo sporco accumulatosi, sarebbe buona norma effettuare una pulizia periodica dei moduli fotovoltaici, per rimuovere i depositi di sporco su pannelli, così da garantire una maggiore efficienza dei moduli, migliorando anche la redditività degli impianti fotovoltaici [17].

3.2 CONDIZIONI OPERATIVE DI RIFERIMENTO: STC E NOCT

Le STC (= Standard Test Condition), sono le condizioni standard in cui vengono viene calcolato il valore di potenza nominale del modulo ed effettuati una serie di test sul modulo stesso. Esse sono definite dalla norma IEC-EN 60904 e consistono in:

- Irradianza (G_{STC}) di 1000 W/m²
- AM (= Air Mass) pari a 1,5
- Temperatura del modulo (T_C) pari a 25°C

La NOCT (= Normal Operating Cell Temperature) è la temperatura di equilibrio raggiunta dalle celle all'interno di un modulo esposto alle seguenti condizioni (definite sempre dalla norma IEC-EN 60904):

- Irradianza (G_{NOCT}) di 800 W/m²

- Coefficiente AM (= Air Mass) pari a 1,5
- Temperatura ambiente ($T_{amb,NOCT}$) pari a 20°C
- Velocità del vento (u_{wind}) pari a 1m/s

Valori tipici della NOCT sono intorno a 43-48°C. La NOCT viene utilizzata per calcolare la temperatura del modulo in condizione operative diverse dalle STC, al variare dell'irradianza globale sul piano dei moduli (G_{global}) e della temperatura ambiente (T_{amb}), applicando la seguente formula:

$$T_c = T_{amb} + \frac{NOCT - T_{amb,NOCT}}{G_{NOCT}} \cdot G_{global} \quad (4)$$

CAPITOLO 4:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Un impianto fotovoltaico è costituito da stringhe di moduli fotovoltaici (cioè un insieme di moduli connessi in serie) normalmente collegate in parallelo ad un inverter centralizzato.

Le principali soluzioni impiantistiche sono di due tipi:

- **fotovoltaico utility-scale** o anche detto industriale, che consiste in impianti centralizzati di grandi dimensioni (potenza nominale di diversi MW o addirittura GW), montati a terra e connessi alla rete elettrica. Per aumentare la producibilità di questi impianti possono essere utilizzati sistemi di inseguimento solare che orientano i moduli fotovoltaici in modo che essi siano sempre rivolti verso il Sole, durante tutto l'arco della giornata; utilizzando tali sistemi, la resa energetica può essere aumentata, del 10-20% per gli inseguitori solari ad un asse e del 20-30% per gli inseguitori a doppio asse rispetto ai sistemi fissi [14]. Tuttavia, bisogna considerare che i sistemi di inseguimento solare aggiungono complessità all'impianto, aumentandone i costi di realizzazione e di mantenimento e inoltre i sistemi di tracciamento attivi (che sono i principali utilizzati) usano parte della corrente elettrica prodotta dall'impianto per funzionare [19].
- **fotovoltaico distribuito**, ossia sistemi fotovoltaici di dimensioni ridotte (potenza nominale inferiore a 1 MW), installati sui tetti degli edifici residenziali, pubblici o industriali; questi impianti possono essere connessi alla rete elettrica (la maggior parte) o essere off-grid, cioè non connessi alla rete elettrica (questo accade per edifici localizzati in aree remote, particolarmente isolate). Gli impianti fotovoltaici distribuiti possono essere installati molto rapidamente, poiché utilizzano strutture esistenti ed evitano l'utilizzo di vaste aree di suolo. Gli edifici che installano un impianto fotovoltaico sul tetto diventano dei "prosumer", cioè sono dei consumatori di energia elettrica, che allo stesso tempo autoproducono parte dell'energia che utilizzano [14].

4.1 INVERTER, MPPT E POWER OPTIMIZER

L'inverter è un componente fondamentale di un impianto fotovoltaico, che ha il compito di convertire l'energia elettrica in corrente continua (DC), prodotta dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata (AC), per poter utilizzarla o immetterla nella rete elettrica pubblica.

In genere l'inverter è costituito da un filtro DC seguito da un H-bridge, costituito da 4 transistori, in cui grazie alla loro apertura e chiusura in accordo con la tecnica PWM (=Pulse Width Modulation) avviene la conversione da DC a onda sinusoidale (AC); infine è presente un filtro AC per cancellare le armoniche di alta frequenza e un trasformatore di interfaccia che adegua la frequenza e sincronizza la tensione a quella di rete (220-230-240V per un impianto residenziale e 50 Hz per la rete elettrica italiana), consentendone l'immissione [7].

Come già spiegato nel paragrafo 2.4 la potenza fornita da un modulo fotovoltaico dipende dal punto di funzionamento sulla curva I-V in cui esso si trova ad operare, cioè dal suo valore di

corrente e tensione. Per questo motivo integrato all'interno dell'inverter è presente un sistema MPPT (= Maximum Power Point Tracking), che si compone di un DC-DC converter, costituito da induttori e condensatori in un circuito parallelo, che misura il punto di funzionamento della cella e utilizzando un algoritmo di controllo, implementato da un software, modifica la tensione di lavoro della stringa di moduli connessi all'inverter, per fare sì che ogni stringa di moduli lavori al suo Maximum Power Point, cioè al valore di tensione V_{MPP} per cui la produzione di potenza è massima. Esistono diversi metodi che possono essere utilizzati per il MPPT, essi comprendono metodi semplici (ad esempio, metodi per determinare V_{MPP} uguale a $k \cdot V_{OC}$ o determinare I_{MPP} uguale a $k \cdot I_{SC}$) nonché metodi più complessi (come il perturb and observe (P&O) method o l'incremental conductance (IC) method e altri) [20].

Un Inverter può avere uno o più MPPT, il che significa che, se possiede più MPPT i moduli del campo fotovoltaico possono essere collegati all'inverter suddivisi su più stringhe, ciascuna con il suo MPPT, anziché tutti connessi alla medesima stringa. Ciò è vantaggioso, poiché i moduli di una stringa sono collegati in serie e quindi se un singolo modulo è ombreggiato, e quindi produce meno corrente, esso costringe tutti gli altri moduli nella stessa stringa ad adattarsi al suo valore di corrente, riducendo così la quantità di energia che la stringa sarebbe in realtà in grado di produrre. Suddividendo i moduli su più stringhe questo problema può essere in parte ridotto [20]. Tuttavia, l'ombreggiamento parziale ostacola il funzionamento degli impianti fotovoltaici, in quanto in sua presenza nella curva I-V caratteristica, sono presenti molti massimi locali e quindi nessuno dei metodi utilizzati dal MPPT, per inseguire il Maximum Power Point, funzionano. Una delle soluzioni più utilizzate nel caso in cui è presente un ombreggiamento parziale dei moduli per un elevato numero di ore della giornata, si basa sull'utilizzo degli ottimizzatori di potenza (PO = Power Optimizer), che sono convertitori DC/DC dedicati ad un singolo modulo o gruppo di due moduli. In questo modo gli ottimizzatori di potenza implementano un algoritmo MPPT per ogni modulo, permettendo di massimizzare la produzione di potenza attiva di ogni singolo modulo, poiché ogni modulo presenta solo un massimo ed è connesso indipendentemente dagli altri all'inverter, evitando così il problema dei massimi multipli, che si verificano nella curva I-V di stringa nel caso di ombreggiamento parziale; ciò ottimizza la produzione di energia dell'intero impianto fotovoltaico in condizioni di ombreggiamento parziale [7], [21].

Gli inverter utilizzati per collegare un impianto fotovoltaico alla rete elettrica sono caratterizzati da un'alta efficienza di conversione, superiore al 90% (se l'inverter lavora tra il 10% e 100% della sua potenza nominale), al fine di ridurre al minimo le perdite di conversione della corrente in AC [7].

Dimensionamento dell'inverter

L'inverter da utilizzare deve essere scelto in base al valore della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico a cui deve essere connesso e in modo che la tensione e la corrente in ingresso all'inverter siano nei limiti stabiliti dal costruttore dell'inverter stesso. La quantità di corrente che entra nell'inverter dipende dal numero di stringhe ad esso collegate in parallelo; invece, la tensione di stringa è massima quando la temperatura dei moduli è minima ed è minima quando la temperatura dei moduli è massima. Occorre quindi scegliere l'inverter in modo che la

tensione massima e minima di stringa rientrino nell'intervallo di tensioni accettate dall'inverter con un buon margine di sicurezza.

In genere si utilizza un inverter con una potenza nominale pari a quella dell'impianto fotovoltaico a cui sarà connesso. Se questo non è possibile, poiché non esiste un inverter con una potenza nominale pari a quella del campo fotovoltaico (in quanto gli inverter presentano soltanto delle taglie specifiche), allora in genere si utilizza un inverter con una potenza nominale compresa tra il 70% e il 120% di della potenza complessiva (lato DC) dell'impianto fotovoltaico a cui sarà connesso. Si definisce un parametro ILR (= Inverter Loading Ration), che è pari al rapporto tra la potenza di uscita dell'impianto fotovoltaico (lato DC) rispetto alla potenza nominale dell'inverter (lato AC). Un valore dell'ILR minore di 1 significa che l'inverter è sovradimensionato rispetto alla reale potenza che l'impianto è in grado di produrre; ciò non comporta particolari problemi dal punto di vista elettrico, in quanto la potenza prodotta dal campo fotovoltaico sarà sempre inferiore rispetto alla massima potenza ammissibile in ingresso all'inverter e così per la tensione e la corrente in ingresso all'inverter, ma tuttavia l'inverter potrebbe non lavorare alla massima efficienza. Dall'altra parte invece un ILR maggiore di 1 (tipicamente si può arrivare fino a massimo 1,3-1,4) significa che l'inverter è sottodimensionato rispetto alla potenza totale del campo fotovoltaico a cui è connesso; questo comporta che debba essere verificato con attenzione che la potenza prodotta dal campo fotovoltaico sia sempre inferiore rispetto alla massima potenza ammissibile in ingresso all'inverter e che la tensione massima e minima di stringa sia all'interno dei valori di tensione limite in ingresso all'inverter, così come per la corrente in ingresso all'inverter. Inoltre, un sottodimensionamento dell'inverter può generare delle perdite di clipping, che si verificano quando la potenza totale generata dal campo fotovoltaico (lato DC) supera il valore di potenza massima possibile in uscita dall'inverter (lato AC). In questo caso, il sistema non può funzionare al suo Maximum Power Point (MPP), costringendo l'MPPT a ridurre la generazione del campo fotovoltaico al valore di potenza massima che può essere sfruttata, portando conseguentemente a perdite di clipping, cioè a far lavorare il sistema non nel suo punto di lavoro ottimale [22].

4.2 PERFORMANCE RATIO (PR)

Il PR (= Performance Ratio) è un fattore che viene utilizzato internazionalmente per valutare le perdite che agiscono sull'impianto fotovoltaico e quindi la resa dello stesso. Questo parametro è definito dalla norma IEC standard 61724 come:

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{ideale}} \quad (5)$$

dove:

E_{AC} = energia realmente prodotta dall'impianto fotovoltaico lato AC [kWh]

E_{ideale} = energia che idealmente l'impianto fotovoltaico potrebbe produrre in assenza di perdite [kWh], calcolata come: $E_{ideale} = P_N \cdot Y_R$

con:

P_N = potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (in condizioni STC) [kW]

$$Y_R = \text{resa di riferimento o anche detta numero di ore equivalenti (h_{eq})} = H_g / G_{STC}$$

con:

H_g = irraggiamento globale incidente sul piano dei moduli [kWh/m²]

G_{STC} = irradianza globale in condizioni standard, pari a 1 kW/m²

Il PR è un fattore utilizzato per tenere conto al suo interno di diversi tipi di perdite che avvengono nel processo di conversione dell'energia, tra cui i principali sono:

- perdite dovute alla riflessione della radiazione solare sul vetro frontale dei moduli o per via della presenza dei busbars e fingers sulla superficie del modulo (η_r);
- perdite dovute allo sporco che si può accumulare sulla superficie dei moduli (soprattutto polvere o guano) (η_d);
- perdite dovute al mismatch intrinseco presente tra le curve I-V caratteristiche dei moduli (η_{mis});
- perdite dovute alla differenza dello spettro solare rispetto allo spettro solare di riferimento (con AM = 1,5) e bassi livelli di irradianza (< 400 W/m²) (η_{sp-lG});
- perdite dovute all'illuminazione non uniforme di tutti i moduli (ombreggiamento) (η_{shad});
- perdite dovute ad una temperatura del modulo superiore alla temperatura in STC, pari a 25 °C (η_{temp});
- perdite resistive nei cavi dei circuiti in corrente alternata e continua e nei dispositivi di protezione (come blocking diodes, fusibili e interruttori) (η_{wir});
- perdite nell'inverter, dovute alla conversione della corrente da DC in AC e al sistema MPPT integrato (η_{PCU}).

Si può quindi esprimere il PR come il prodotto di tutti questi rendimenti:

$$PR = \eta_r \cdot \eta_d \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{sp-lG} \cdot \eta_{shad} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{wir} \cdot \eta_{PCU} \quad (6)$$

Il Performance ratio (PR) è un fattore molto difficile da stimare a priori: esso è affetto da una grande incertezza e in genere, considerando la letteratura scientifica, assume un valore compreso tra 0,55 e 0,86 [7].

Un altro parametro che viene anche utilizzato per tenere conto delle perdite presenti nel processo di trasformazione, oltre al PR, è il BOS (= Balance Of System). Esso include al suo interno tutte le perdite presenti all'interno del PR, escluse le perdite dovute alla differenza dello spettro solare rispetto allo spettro solare di riferimento (con AM = 1,5) e a bassi livelli di irradianza (< 400 W/m²) (η_{sp-lG}).

4.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO FV

Per stimare la producibilità di un impianto fotovoltaico, cioè la quantità di energia che esso è in grado di produrre in media in un determinato periodo di tempo (che può essere un anno, un mese, un giorno o addirittura una certa ora), è necessario conoscere l'irradianza solare

disponibile nel luogo in cui si sta realizzando l'impianto fotovoltaico e le caratteristiche costruttive dei moduli e dell'inverter utilizzati. A partire da questi dati è possibile calcolare in prima approssimazione la quantità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico utilizzando la formula inversa del PR (Equazione 5); sostituendo all'interno le varie variabili espresse la formula diventa:

$$E_{AC} = P_N \cdot \frac{H_g}{G_{STC}} \cdot PR \quad (7)$$

dove le variabili espresse sono le stesse già illustrate nel paragrafo precedente (paragrafo 4.2).

In questa formula (Equazione 7) tutte le fonti di perdita presenti nel processo di generazione di energia sono racchiuse all'interno del PR; la veridicità della stima di producibilità effettuata dipenderà quindi molto dall'accuratezza con cui il valore di PR è stato scelto, in quanto esso è affetto da una grande incertezza e quindi molto difficile da stimare a priori [7].

Per ottenere una migliore stima della producibilità è possibile utilizzare un'altra formula teorica in grado di calcolare la potenza prodotta in caso di irradianza differente da quella nelle condizioni standard ($G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$) e di tenere conto delle perdite dovute ad una temperatura del modulo superiore a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura del modulo in STC), in maniera a sé stante, fuori dal PR [7]. Questa formula, descritta nel capitolo 7, è quella utilizzata per stimare la quantità di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico analizzato in questo lavoro di tesi.

Oppure per stimare la producibilità in maniera ancora più precisa è possibile utilizzare un software di programmazione fotovoltaica (come Solarius-PV utilizzato in questo lavoro di tesi nel Capitolo 8), che consente di tenere meglio in conto l'effetto delle perdite contenute nel PR; in particolare permette di calcolare meglio le perdite dovute ad un possibile ombreggiamento di moduli.

4.4 SISTEMI DI MONITORAGGIO DEGLI IMPIANTI FV

L'energia prodotta attraverso l'utilizzo dei moduli fotovoltaici non è costante, ma ha una natura altamente variabile, in quanto dipende dalla quantità di irradianza solare che colpisce i moduli, la quale è fortemente influenzata dalle condizioni meteorologiche locali e può variare in modo significativo nell'arco di una stessa giornata. Per questo motivo è essenziale servirsi di sistemi di monitoraggio degli impianti fotovoltaici per osservare istantaneamente la quantità di energia che l'impianto fotovoltaico sta effettivamente producendo in ogni momento, al fine di assicurarsi che stia funzionando correttamente, senza malfunzionamenti o guasti [23]. Generalmente il servizio di manutenzione verifica solo periodicamente le condizioni dell'impianto fotovoltaico, con interventi di manutenzione programmati a distanza anche di anni; ciò significa che, se c'è un problema in un singolo modulo o gruppo di moduli, ma questo problema non è critico per l'inverter, l'impianto continua a funzionare, ma riduce notevolmente la quantità di energia prodotta, finché il guasto non sarà risolto, al prossimo controllo periodico [24]. Per questo motivo è utile avere un sistema di monitoraggio dell'impianto, che invii i dati monitorati in tempo reale ad un sistema di controllo, che così è in grado di rilevare e localizzare una condizione di guasto in tempo reale, velocizzando e facilitando le procedure di manutenzione [24]. Quindi il sistema di monitoraggio di un impianto fotovoltaico è essenziale per assicurarne un funzionamento efficiente ed effettuare gli interventi di manutenzione solo

quando strettamente necessari, così da poter anche ottimizzare i tempi di ritorno sull'investimento iniziale [23], [25]. Inoltre, un sistema di monitoraggio da remoto consente di controllare l'impianto e ricevere informazioni in tempo reale sulla quantità di energia generata e possibili anomalie presenti, senza essere presenti in loco [23].

Ci sono diversi tipi di monitoraggio che posso essere classificati in base al livello di dettaglio con cui i parametri sono monitorati [25]:

- monitoraggio dell'intero impianto: i parametri sono monitorati solo a livello dell'intero sistema
- monitoraggio a livello di stringa: vengono monitorati i parametri dell'intero impianto e in più si ha un dettaglio di questi parametri per ogni stringa dell'impianto
- monitoraggio a livello dei singoli moduli: i parametri sono monitorati a livello di ogni singolo modulo

La scelta tra le diverse soluzioni possibili dipende dalle dimensioni e dalla complessità dell'impianto. Generalmente, per i grandi impianti di tipo utility-scale, il monitoraggio viene effettuato a livello di stringa o del singolo modulo, così da poter individuare rapidamente il pannello o stringa con prestazioni scarse o guasti e pianificare la manutenzione necessaria. Dall'altra parte invece, per i piccoli impianti residenziali in genere il monitoraggio, se presente, viene effettuato solamente per l'intero impianto, in quanto dotare ogni modulo dei sensori necessari per il monitoraggio avrebbe un impatto notevole sul costo complessivo del sistema [25]. Tuttavia, proprio per il costo in più che comporterebbe, la maggior parte dei piccoli impianti residenziali non sono affatto dotati di un sistema di monitoraggio, anche se in realtà l'utente, osservando la quantità di energia prodotta dal suo impianto e al contempo i propri consumi, può prendere coscienza del proprio modello di consumo e migliorare le sue abitudini energetiche, generando così anche un risparmio economico [25].

Il sistema di monitoraggio di un impianto fotovoltaico inoltre può essere:

- fisico, cioè si serve di cavi per alimentare i dispositivi utilizzati nel monitoraggio e trasmettere le informazioni monitorate
- wireless, in cui non c'è una infrastruttura fisica, ma le informazioni vengono trasmesse attraverso una Wireless Sensor Network (WSN), cioè una rete di sensori senza fili che collaborano per acquisire dati e trasmetterli attraverso la rete [24].

I cavi aggiuntivi necessari per i sistemi di monitoraggio di tipo fisico presentano un costo di installazione elevato e la necessità di avere un sistema di acquisizione dati isolato dal cavo di messa a terra e meccanismi di protezione contro le sovratensioni e sovracorrente, che potrebbero verificarsi. Un sistema di monitoraggio di tipo wireless è preferibile in quanto risolve molti di questi problemi, perché ogni dispositivo è intrinsecamente isolato l'uno dall'altro e non sono necessari cavi per la trasmissione dei dati o per l'alimentazione dei dispositivi; la poca energia necessaria per l'elettronica di acquisizione e trasmissione dati viene fornita direttamente dal modulo fotovoltaico monitorato, senza alterare il punto di lavoro (MPP) del pannello stesso. Un altro punto di forza dell'approccio wireless è che la rete di sensori wireless può reagire ai guasti, riconfigurarsi e riavviarsi per funzionare correttamente dopo che si è verificato un problema. Inoltre, l'uso di un sistema di monitoraggio di tipo wireless riduce drasticamente i costi e i tempi di installazione. [24]

I parametri principali che vengono misurati dal sistema di monitoraggio sono: la corrente e la tensione di ogni modulo o stringa o dell'intero sistema (a seconda del tipo di monitoraggio effettuato), in modo da quantificare il punto di lavoro e quindi la produzione di energia dell'impianto fotovoltaico, rilevando se sono presenti guasti o un trasferimento energetico non ottimale. Inoltre, alcuni sistemi di monitoraggio misurano anche la temperatura del modulo, l'irradianza solare sul campo fotovoltaico, utilizzando un piranometro e la temperatura ambiente, utile per rilevare le condizioni di surriscaldamento [24]. Il sistema di monitoraggio dopo aver acquisito i dati, attraverso i sensori fisici o wireless presenti sull'impianto, invia i dati ottenuti ad un server di archiviazione, dove essi vengono conservati ed elaborati, per essere poi visualizzati in base allo scopo, attraverso un'interfaccia utente [23].

CAPITOLO 5:

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO ANALIZZATO

L'impianto fotovoltaico analizzato nel lavoro di tesi è un impianto fotovoltaico di tipo residenziale, ubicato a San Mauro Torinese, alle seguenti coordinate: $45^{\circ}06'37.6''N$ $7^{\circ}45'41.3''E$. Esso è stato realizzato nell'ottobre 2023, sulla falda a Sud-Est del tetto (Figura 9 e Figura 10) ed è quindi caratterizzato da un angolo di azimut di -60° e da un angolo di tilt di 30° (pari all'inclinazione del tetto).

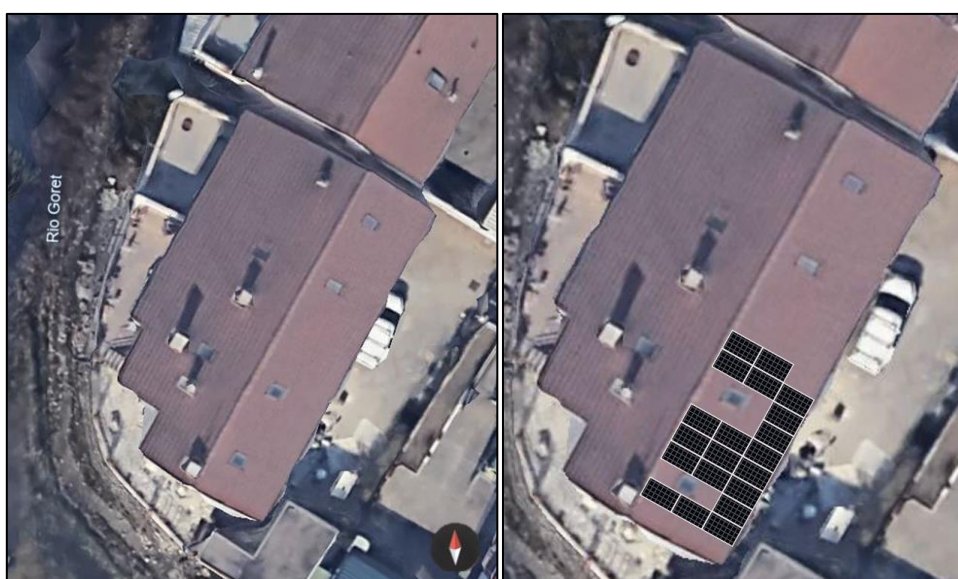


FIGURA 9: EDIFICIO VISTO DA GOOGLE EARTH (A SINISTRA); RICOSTRUZIONE SU AUTOCAD DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO ANALIZZATO (A DESTRA)

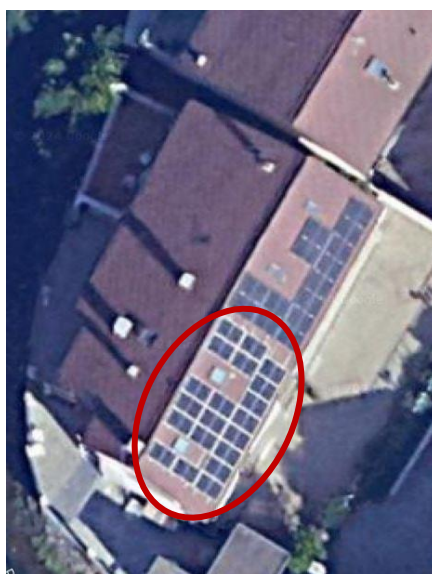


FIGURA 10: FOTO DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO ANALIZZATO DA GOOGLE MAPS

L'impianto è costituito da 20 moduli fotovoltaici monocristallini da 380 W ciascuno, per un totale di 7,6 kW (Figura 10). I moduli utilizzati sono il modello Tiger Premium PERC AS-6M 120-HC 380W (Figura 11), dell'azienda Amerisolar, che è un marchio americano con impianti di produzione negli Stati Uniti, Cina, Vietnam e Corea [26]. Nella Tabella 1 che segue si riportano i principali dati tecnici di questo modulo, da scheda tecnica (fornita dal costruttore e presente negli "Allegati", al termine della tesi), mentre invece nel Grafico 3 sono riportate le curve di corrente-tensione del modulo, fornite dal costruttore, a diversi valori di irradianza e temperatura.

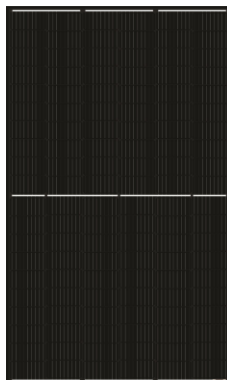


FIGURA 11: MODULO FOTOVOLTAICO PERC AS-6M 120-HC 380W (AMERISOLAR)

Modulo AS-6M120-HC 380W (Amerisolar)			
<i>Dati in condizioni STC</i>		<i>Dati in condizioni NOCT</i>	
P_{MAX} :	380 W _p	P_{MAX} :	283 W
V_{MPP} :	35,00 V	V_{MPP} :	32,00 V
I_{MPP} :	10,86 A	I_{MPP} :	8,85 A
V_{OC} :	42,00 V	V_{OC} :	38,60 V
I_{SC} :	11,44 A	I_{SC} :	9,27 A
Efficienza:	20,83%		
Tolleranza P_{MAX} :	± 3 W		
<i>NOCT:</i>		43 °C	
<i>Coeff. di T di P_{MAX}:</i>		-0,36 %/K	
<i>Coeff. di T di V_{OC}:</i>		-0,28 %/K	
<i>Coeff. di T di I_{SC}:</i>		0,05 %/K	
<i>Min. T di esercizio:</i>		-40 °C	
<i>Max. T di esercizio:</i>		85 °C	
<i>Tipologia modulo:</i>		monofacciale	
<i>Tipologia di cella:</i>		monocristallina PERC	
<i>Tecnologia celle:</i>		half-cell	
<i>N° di celle del modulo:</i>		120	
<i>Peso:</i>		19,5 kg	
<i>Altezza:</i>		1,756 m	
<i>Larghezza:</i>		1,039 m	
<i>Spessore:</i>		0,03 m	
<i>Superficie di ingombro:</i>		1,82 m ²	

TABELLA 1: DATI TECNICI MODULO AS-6M 120-HC 380W

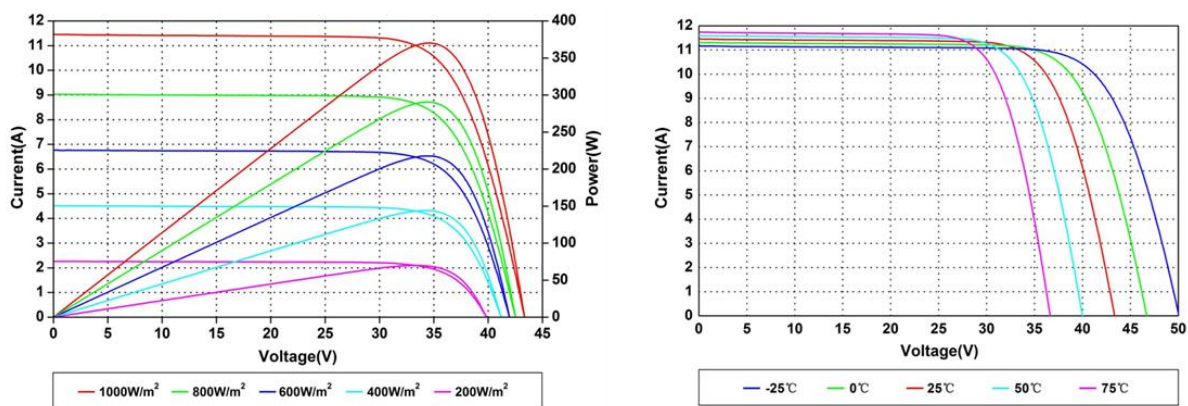


GRAFICO 3: CURVE I-V E P-V A DIVERSI VALORI DI IRRADIANZA (A SINISTRA) E CURVE I-V A DIVERSI VALORI DI TEMPERATURA (A DESTRA)

Osservando il Grafico 3 sulla sinistra, è possibile notare quanto affermato nella scheda tecnica del modulo (Tabella 1), ossia che al valore di irradianza di 1000 W/m^2 (condizioni STC) il punto di massima potenza si trova a 35 V e $10,86 \text{ A}$ e corrisponde a 380 W_p . Invece riducendo l'irradianza a 800 W/m^2 (condizioni NOCT) il punto di massima potenza si trova all'incirca allo stesso valore di tensione (32 V), ma ad un valore di corrente inferiore di $8,85 \text{ A}$, ed è pari a 283 W_p . Se l'irradianza si riduce ulteriormente, fino a 200 W/m^2 , la massima potenza erogabile dal modulo è solo di circa 60 W_p , raggiunti con una tensione di circa 31 V e una corrente di circa 2 A . Dall'altra parte osservando il Grafico 3 sulla destra emerge che se la temperatura del modulo aumenta a 50 °C (il doppio della temperatura in condizioni STC) il valore di V_{OC} si riduce da 42 V a circa $39,1 \text{ V}$ e con esso anche il valore di V_{MPP} si riduce da 35 V a circa $31,9 \text{ V}$; dall'altra parte invece il valore di I_{SC} , aumenta sensibilmente a circa $11,6 \text{ A}$, mentre il valore di I_{MPP} rimane pressoché lo stesso ($10,84 \text{ A}$); quindi come conseguenza di un aumento di temperatura del modulo di 25 °C (da 25 °C in condizioni STC a 50 °C), la P_{MAX} (data dal prodotto di V_{MPP} e I_{MPP}) che il modulo può erogare si riduce a $345,8 \text{ W}_p$, cioè di circa 34 W_p .

Nell'impianto analizzato in questo lavoro di tesi, per convertire la corrente continua (DC) in corrente alternata (AC) viene utilizzato un inverter ibrido monofase da 6 kW , in particolare il modello SUN 2000-6KTL-L1 (Figura 12), dell'azienda Huawei. Nella Tabella 2 che segue si riportano i principali dati tecnici di questo inverter, da scheda tecnica (fornita dal costruttore e presente negli "Allegati", al termine della tesi).



FIGURA 12: INVERTER SUN 2000-6KTL-L1 (HUAWEI)

Inverter SUN 2000-6KTL-L1			
<i>INGRESSO</i>		<i>USCITA</i>	
P_{MAX} :	9 kW _p	<i>Connessione in rete:</i>	monofase
$V_{nominale}$:	360 V	$P_{nominale}$:	6 kW
V_{MAX} :	600 V	$V_{nominale}$:	240 V
I_{MAX} per MPPT:	12,5 A	I_{MAX} :	27,3 A
N° di MPPT:	2	<i>Frequenza:</i>	50/60 Hz
<i>Efficienza max:</i>			98,40%
<i>Min. T di esercizio:</i>			-25 °C
<i>Max. T di esercizio:</i>			60 °C
<i>Peso:</i>			12,0 kg
<i>Altezza:</i>			365 mm
<i>Larghezza:</i>			365 mm
<i>Spessore:</i>			156 mm
<i>Ottimizzatore compatibile:</i>			SUN2000-450W-P

TABELLA 2: DATI TECNICI INVERTER SUN 2000-6KTL-L1

L'inverter utilizzato presenta una potenza nominale di soli 6 kW e quindi risulta essere sottodimensionato rispetto alla potenza di picco dell'impianto, pari a 7,6 kW_p; in particolare il fattore di dimensionamento dell'inverter, calcolato come il rapporto tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza totale dei moduli ad esso collegati, è pari al 79%. Probabilmente la scelta effettuata in questo impianto, da parte della azienda costruttrice, di utilizzare un inverter sottodimensionato, è dovuta al fatto che i moduli fotovoltaici non sono rivolti perfettamente a Sud, ma a Sud-Est, in quanto la falda del tetto su cui sono stati installati presenta un azimut di -60°; quindi difficilmente essi riusciranno a produrre un valore di potenza prossimo alla potenza di picco dell'impianto di 7,6 kW_p. Inoltre, osservando la Tabella 2, è possibile notare come la potenza di ingresso massima sopportata dall'inverter è di 9 kW_p e quindi, per via delle dimensioni dell'impianto (7,6 kW_p), si rimarrà sempre all'interno di tale limite di sicurezza. Invece dall'altra parte, la potenza massima in uscita dall'inverter, data dal prodotto della tensione nominale in uscita (240V) e della corrente massima in uscita (27,3 A), risulta pari a 6,552 kW. Come si vedrà nel capitolo successivo (Capitolo 6), analizzando i dati di monitoraggio, la potenza complessiva prodotta dall'impianto, in uscita dall'inverter rimarrà sempre ben al di sotto di tale valore limite.

Infine, in fase di progetto è stato scelto di utilizzare degli ottimizzatori (Power Optimizer), con l'obiettivo di migliorare il rendimento complessivo dell'impianto e ridurre al minimo l'effetto delle ombre presenti sui moduli. In particolare, sono stati utilizzati 20 ottimizzatori, uno per ogni modulo fotovoltaico, del modello SUN2000-450W-P2 (Figura 13), dell'azienda Huawei. Nella Tabella 3 che segue si riportano i principali dati tecnici degli ottimizzatori utilizzati, da scheda tecnica (fornita dal costruttore e presente negli "Allegati", al termine della tesi).



FIGURA 13: OTTIMIZZATORE SUN2000-450W-P2 (HUAWEI)

Ottimizzatore SUN2000-450W-P2			
INGRESSO		USCITA	
<i>P nominale:</i>	450 W	<i>V_{MAX}:</i>	80 V
<i>V_{MIN}:</i>	10 V	<i>I_{MAX}:</i>	15 A
<i>V_{MAX}:</i>	80 V		
<i>I_{SC}:</i>	14,5 A		
<i>Efficienza max:</i>	99,50%		
<i>Min. T di esercizio:</i>	-40 °C		
<i>Max. T di esercizio:</i>	85 °C		
<i>Peso:</i>	0,6 kg		
<i>Altezza:</i>	140 mm		
<i>Larghezza:</i>	75 mm		
<i>Spessore:</i>	28 mm		
<i>Comunicazione:</i>	MBUS		

TABELLA 3: DATI TECNICI OTTIMIZZATORI SUN2000-450W-P2

Osservando i dati tecnici degli ottimizzatori utilizzati (Tabella 3) è possibile notare che il valore massimo di tensione del modulo fotovoltaico utilizzato, in condizioni STC, pari a 42 V (Tabella 1) rientra pienamente nel range di accettabilità dell'ottimizzatore utilizzato, così come I_{SC} del modulo, in condizioni STC, pari a 11,44 A (Tabella 1) è inferiore al valore di I_{SC} di 14,5 A, sopportato dall'ottimizzatore. Inoltre, occorre evidenziare come il valore di efficienza massima degli ottimizzatori sia notevole, 99,5%, quasi prossimo al 100%, sebbene bisogna considerare che esso non lavorerà sempre a questo valore di efficienza massima, ma in condizioni diverse da quelle nominali esso lavorerà ad un valore di efficienza inferiore.

5.1 APPROFONDIMENTO SUL SITO IN CUI È UBICATO L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO STUDIATO

Come già descritto, l'impianto fotovoltaico analizzato nel lavoro di tesi è ubicato a San Mauro Torinese, alle seguenti coordinate: 45°06'37.6"N 7°45'41.3"E. L'edificio su cui sono installati i moduli fotovoltaici si trova ad una altitudine di circa 205 m sopra il livello del mare [27] ed è caratterizzato da un'altezza di circa 10 m, nel punto in cui è presente il colmo del tetto e invece di circa 6 m, in corrispondenza della grondaia; per cui l'impianto fotovoltaico si trova ad una altezza compresa tra i 6 m e i 10 m, che per semplicità verrà considerata pari a 8 m (valor medio tra le due).

Osservando da Google Earth l'edificio preso in esame, è possibile notare come esso sia circondato da una collina da Est a Sud, che potrebbe ridurre la quantità di irradianza solare che colpisce i moduli fotovoltaici nelle prime ore del mattino; in particolare le tre colline più alte presenti nei dintorni sono: il Bric Rocca (con un'altitudine di 492 m), il Bric Giardin (con un'altitudine di 560 m) e Superga (con un'altitudine di 672 m) (Figura 14, Figura 15) [27].



FIGURA 14: COLLINA A SUD-EST DELL'EDIFICIO CONSIDERATO, VISTA DA NORD-OVEST

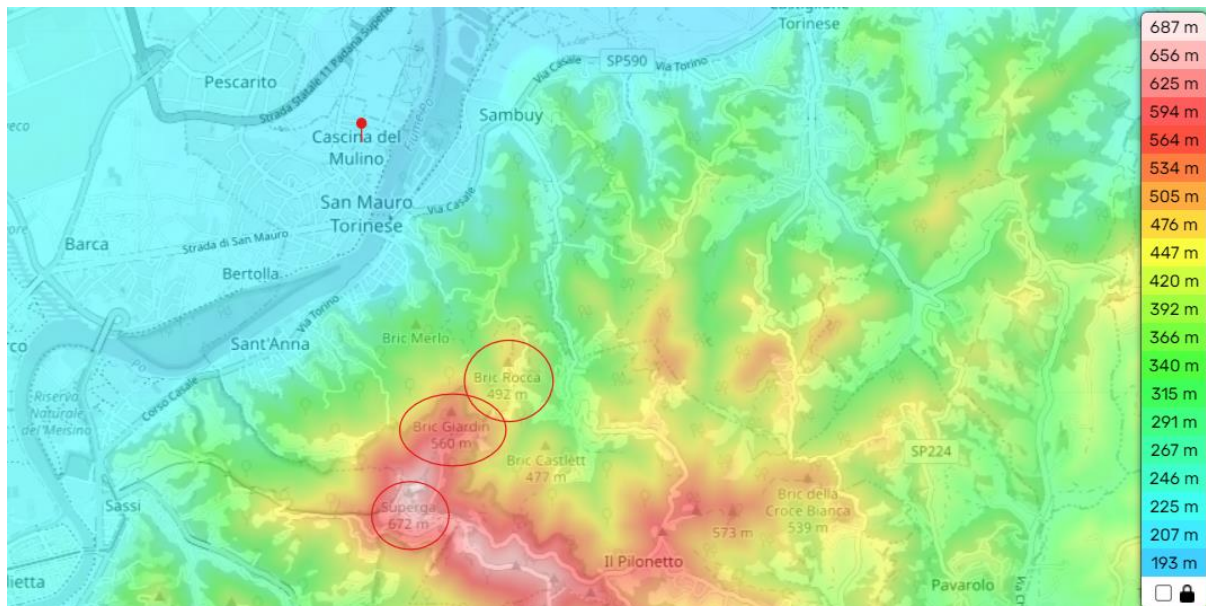


FIGURA 15: MAPPA TOPOGRAFICA DELLA ZONA CIRCOSTANTE IL SITO IN CUI È UBICATO L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ANALIZZATO (INDICATO IN ROSSO) [27]

Per comprendere quanto queste colline riducono la quantità di irradianza solare che incide sulla falda a Sud-Est del tetto, nelle prime ore del mattino, è necessario convertire l'altezza delle colline considerate, espressa in metri, in altezza angolare, espressa in gradi, così da poterla poi facilmente confrontarla con l'altezza solare, espressa sotto forma di angolo, in gradi. Quando il sole si troverà a Est o Sud-Est, rispetto al sito in cui si trova l'edificio, cioè in corrispondenza

di queste colline e la sua altezza solare sarà inferiore all'altezza angolare di tali colline, allora i moduli fotovoltaici non saranno colpiti dall'irradianza diretta, ma solo dall'irradianza diffusa, per via dell'ombra all'orizzonte creata da queste colline.

Qui di seguito si illustra, a titolo d'esempio, la procedura che è stata seguita per convertire l'altezza di Superga, espressa in metri, in altezza angolare, effettuata servendosi di una semplice formula trigonometrica; viene anche riportato un disegno schematico, utilizzato per eseguire i calcoli (Figura 16).

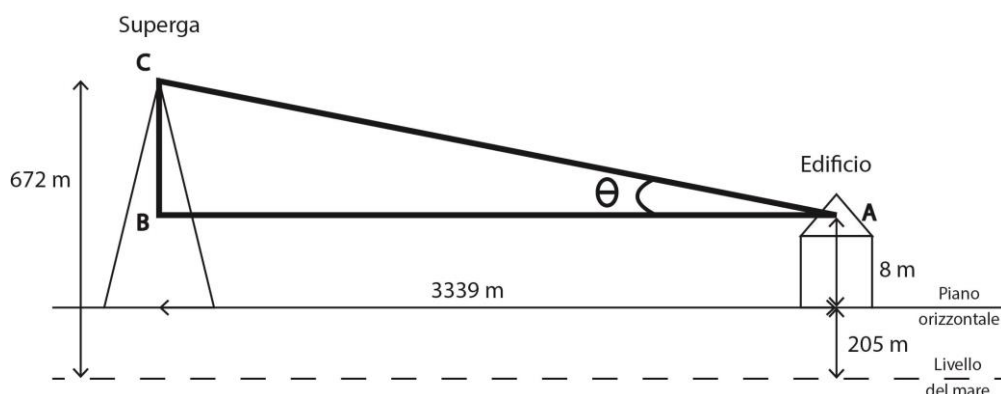


FIGURA 16: DISEGNO SCHEMATICO UTILIZZATO PER IL CALCOLO DELL'ALTEZZA ANGOLARE DI SUPERGA

L'altezza angolare di Superga è così calcolata (Figura 16):

\overline{AB} = distanza lineare tra l'edificio e Superga = 3339 m (misurata da Google Earth)

\overline{BC} = altitudine Superga – altitudine luogo in cui ubicato edificio – altezza edificio =
= 672 m – 205 m – 8 m = 459 m

L'altezza angolare di Superga (θ) rispetto alla falda del tetto su cui sono installati i moduli fotovoltaici è:

$$\theta_{Superga} = \arctg\left(\frac{\overline{BC}}{\overline{AB}}\right) = \arctg\left(\frac{459 \text{ m}}{3339 \text{ m}}\right) \cong 8^\circ \quad (8)$$

Utilizzando lo stesso schema riportato in Figura 16, modificando solo i valori dell'altezza della collina (fornite dalla mappa topografica [27]) e della distanza lineare tra l'edificio e la collina considerata (misurata da Google Earth), è possibile calcolare allo stesso modo le altezze angolari del Bric Giardin e del Bric Rocca, rispetto alla falda del tetto su cui sono installati i moduli fotovoltaici:

$$\theta_{Bric\ Giardin} = \arctg\left(\frac{\overline{BC}}{\overline{AB}}\right) = \arctg\left(\frac{560 \text{ m} - 205 \text{ m} - 8 \text{ m}}{2760 \text{ m}}\right) \cong 7^\circ \quad (9)$$

$$\theta_{Bric\ Rocca} = \arctg\left(\frac{\overline{BC}}{\overline{AB}}\right) = \arctg\left(\frac{492 \text{ m} - 205 \text{ m} - 8 \text{ m}}{2489 \text{ m}}\right) \cong 6^\circ \quad (10)$$

CAPITOLO 6:

MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTVOLTAICO ANALIZZATO

L'impianto fotovoltaico preso in esame è dotato di un sistema di monitoraggio da remoto di tipo wireless, della Huawei. È possibile accedere da remoto ai dati monitorati, attraverso un apposito sito denominato "Fusion Solar" [28], inserendo le credenziali di accesso.

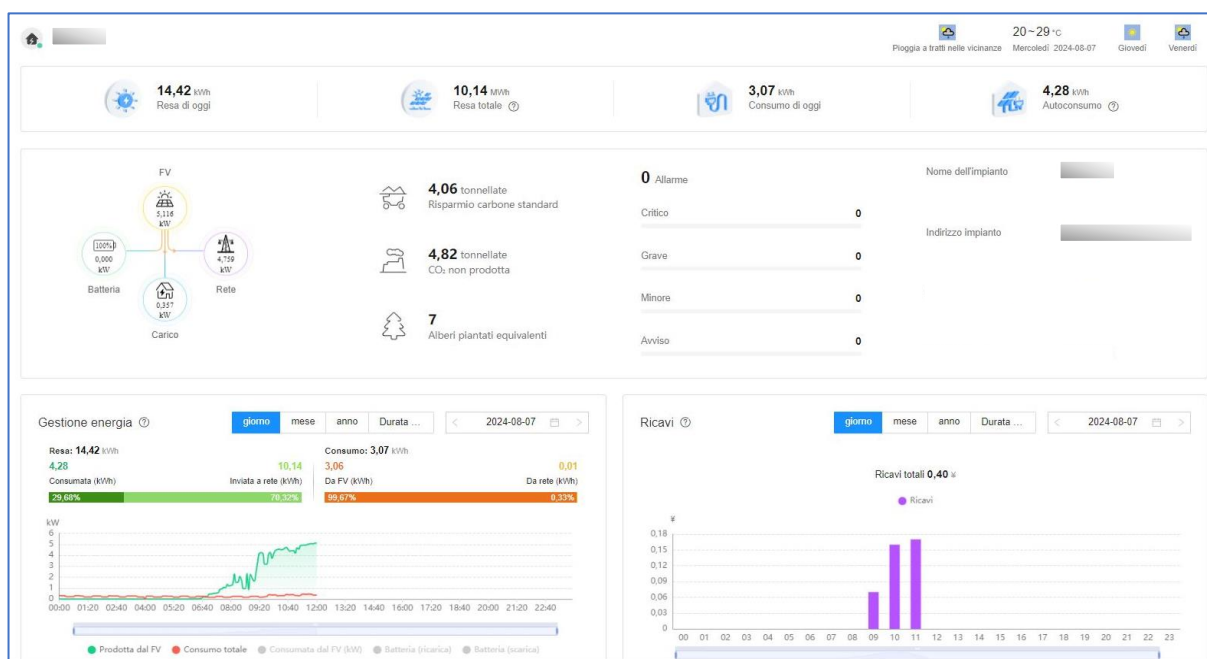


FIGURA 17: HOME PAGE DEL SITO USATO PER OSSERVARE E SCARICARE I DATI DI MONITORAGGIO (IN DATA 7 AGOSTO ALLE ORE 12:05)

Dalla home page del sito di monitoraggio (Figura 17) è possibile visualizzare:

In alto:

- Le condizioni climatiche del luogo in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico, per il giorno presente e i due giorni successivi. Ad esempio, il 7 agosto, giorno considerato a titolo d'esempio, era un giorno nuvoloso con pioggia a tratti e una temperatura tra i 20 e 29 °C.
- La "resa di oggi", cioè l'energia prodotta dall'impianto durante la giornata fino all'ora in cui si accede al sito. Alle 12:05 del 7 agosto 2024 la resa dell'impianto era di 14,42 kWh.
- La "resa totale", cioè l'energia totale prodotta dall'impianto FV dal giorno in cui è entrato in attività fino all'ora in cui si accede al sito.
- Il consumo totale della giornata dell'abitazione, di 3,07 kWh alle 12:05 del 7 agosto 2024.

- L'autoconsumo della giornata fino all'ora in cui si accede al sito, che corrisponde all'energia prodotta dall'impianto FV e consumata all'interno dell'abitazione (= energia totale prodotta – energia immessa in rete).

Nella zona centrale:

- La potenza istantanea prodotta dall'impianto fotovoltaico, con il dettaglio di quanta di questa potenza viene autoconsumata all'interno dell'abitazione (quella che va al "carico"), quanta viene usata per caricare la batteria e quanta invece viene immessa in rete.

Ad esempio, nell'istante considerato (12:05 del 7 agosto 2024) l'impianto FV stava producendo 5,116 kW, di cui la quasi totalità (4,759 kW) venivano immessi in rete e solo 0,357 kW venivano utilizzati all'interno dell'abitazione.

- Le tonnellate di carbone risparmiate e di CO₂ non prodotta, dal giorno in cui è entrato in attività l'impianto fino all'ora in cui si accede al sito; allo stesso modo è anche riportata una stima del numero di alberi che sarebbe necessario piantare per ottenere all'incirca la stessa riduzione di CO₂.

Nella zona in basso:

- Una rappresentazione grafica dell'energia prodotta dall'impianto FV e dell'energia consumata dall'abitazione, nella giornata in cui si è eseguito l'accesso al sito (in questo caso fino alle 12:05 del 7 agosto 2023), con un intervallo di 5 minuti tra un dato e il successivo.

Osservando il grafico si può notare come esso stia assumendo il tipico aspetto a campana che ci si aspetta dall'energia prodotta da un impianto fotovoltaico, nonostante alcune fluttuazioni presenti all'inizio della giornata, dovute al fatto che il 7 agosto è stata una giornata nuvolosa, con pioggia a tratti. Per questo motivo viene riportato, a titolo di esempio, il grafico dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico di un giorno di sole (3 agosto 2024), così da mostrare meglio il tipico andamento a campana della curva (Figura 18).

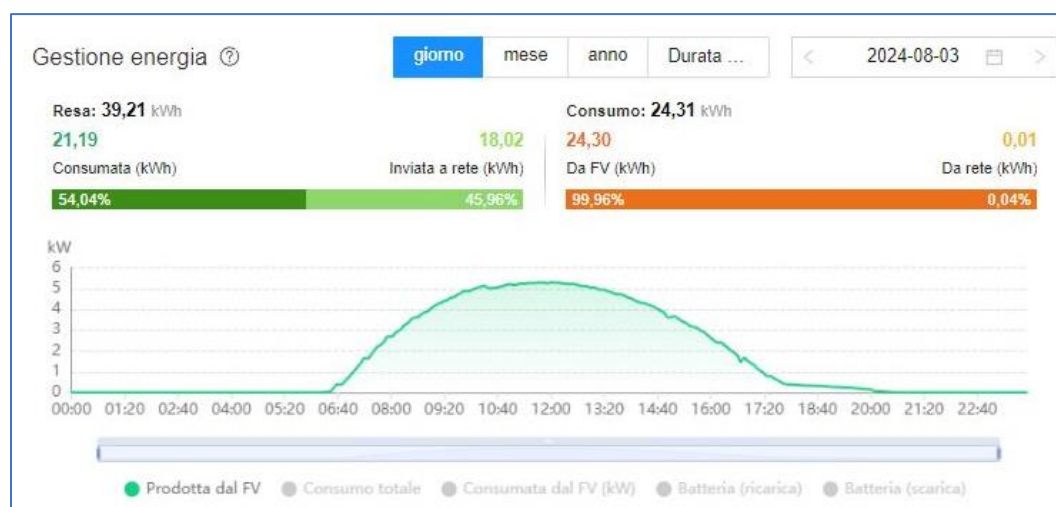


FIGURA 18: GRAFICO DELL'ENERGIA PRODotta DALL'IMPIANTO FV IL 3 AGOSTO 2024 (GIORNO DI SOLE)

I dati di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico, studiato in questo lavoro di tesi, sono acquisiti ogni 5 minuti e con un ritardo di 2 minuti, cioè ad esempio i dati delle 9:35 sono visibili sul sito di monitoraggio alle 9:37 e poi successivamente i dati delle 9:40 appariranno alle 9:42 e così via. Si suppone che essi presentino una accuratezza dell'1% (in quanto non è dichiarata) e possono essere visualizzati con un intervallo di acquisizione di 5 minuti solo nel grafico dell'energia, presente nella home page del sito di monitoraggio (Figura 18), tuttavia, non è poi possibile scaricarli con un intervallo di acquisizione di 5 minuti, ma solo con un intervallo di 1 ora tra due dati successivi.

Inoltre, vale la pena sottolineare che i dati di monitoraggio acquisiti si adattano automaticamente al cambio tra l'ora solare (UTC+1) e l'ora legale (UTC+2), che avviene durante l'anno; quindi i valori di energia monitorati rifletteranno correttamente l'ora corrente (tempo civile), senza necessità di interventi manuali [28]. In particolare, nel periodo analizzato (dal 5 ottobre 2023 al 31 agosto 2024) in Italia c'è stato il cambio tra l'ora legale e l'ora solare alle 3:00 del 29 ottobre (in cui le lancette degli orologi sono state spostate indietro di un'ora) e al contrario si è tornati all'ora legale alle 2:00 del 31 marzo (spostando le lancette avanti di un'ora).

Il sistema di monitoraggio utilizzato è collegato direttamente ai singoli ottimizzatori di ogni modulo fotovoltaico e questo consente di effettuare un monitoraggio a livello dei singoli moduli, visualizzando i valori di energia totale prodotta da ogni singolo modulo durante la giornata, fino all'ora in cui si accede al sito; a titolo d'esempio, è riportata una foto che mostra l'energia prodotta dai vari moduli dell'impianto fotovoltaico nella giornata del 7 Agosto, fino alle 12:15 (Figura 19).

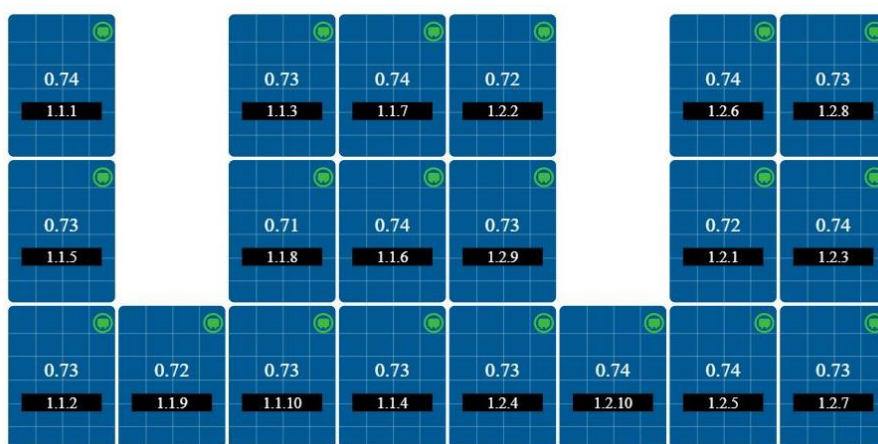


FIGURA 19: ENERGIA PRODOTTA DA CIASCUN MODULO FOTOVOLTAICO IL 7 AGOSTO, FINO ALLE 12:15

Osservando la Figura 19 è possibile notare come dall'inizio della giornata fino alle 12:15, tutti i moduli hanno prodotto un'energia di circa 0,73 - 0,74 kWh; in particolare nel periodo considerato 1 modulo ha prodotto 0,71 kWh, 3 moduli hanno prodotto 0,72 kWh, 9 moduli hanno prodotto 0,73 kWh e 7 moduli hanno prodotto 0,74 kWh. Si può affermare che in totale il 7 agosto dall'inizio della giornata fino alle 12:15 l'impianto FV ha prodotto in totale 14,62 kWh. Da questa osservazione emerge che, come ci si aspettava, tutti i moduli lavorano più o meno alle stesse condizioni, producendo all'incirca la stessa energia, poiché tutti sono orientati allo stesso modo, si trovano all'incirca alla stessa temperatura e non sono sottoposti all'effetto

di ombre nella prima parte della giornata di agosto considerata. Il fatto che alcuni moduli producano un quantitativo di energia sensibilmente inferiore potrebbe essere per via dell'effetto dello sporco, che potrebbe essersi accumulato in misura lievemente maggiormente su quest'ultimi rispetto agli altri, riducendone sensibilmente le prestazioni.

Nonostante sia possibile avere una visualizzazione quasi istantanea dell'energia prodotta da ogni singolo modulo, tuttavia non si dispone del suo storico e per questo l'unica opzione possibile per scaricare i dati di monitoraggio è quella di scaricare i dati dell'energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico, ora per ora, un giorno alla volta. Così facendo si ottiene un file Excel per ogni giorno del periodo considerato, in cui sono riportati i valori di energia oraria prodotta dall'impianto fotovoltaico, dalle 00:00 alle 23:00 di quel giorno in Figura 20, a titolo di esempio, sono riportati i dati di monitoraggio scaricati del 23 marzo 2024, dalle 5:00 alle 18:00.

Statistical Period	PV Yield (kWh)	Inverter Yield (kWh)	Export (kWh)
2024-03-23 05:00:00	0,000	0,190	0,010
2024-03-23 06:00:00	0,200	0,380	0,000
2024-03-23 07:00:00	0,760	2,490	0,000
2024-03-23 08:00:00	2,120	2,030	0,000
2024-03-23 09:00:00	2,770	1,780	0,010
2024-03-23 10:00:00	3,890	0,900	0,010
2024-03-23 11:00:00	4,720	0,940	0,020
2024-03-23 12:00:00	4,640	3,640	2,600
2024-03-23 13:00:00	4,170	4,170	3,680
2024-03-23 14:00:00	2,810	2,800	1,930
2024-03-23 15:00:00	1,510	1,510	1,200
2024-03-23 16:00:00	0,380	0,420	0,120
2024-03-23 17:00:00	0,150	0,270	0,000
2024-03-23 18:00:00	0,000	0,530	0,010

FIGURA 20: FILE EXCEL OTTENUTO SCARICANDO I DATI DI MONITORAGGIO DEL 23 MARZO 2024 (VISUALIZZATI SOLO I DATI DALLE 05:00 ALLE 18:00)

Dei parametri visualizzati nella tabella in Figura 20, gli unici dati utili, per il lavoro di tesi svolto, sono quelli del "PV Yield", che corrisponde all'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, in uscita dall'inverter, espressa in kWh. I dati della colonna "Inverter Yield", sebbene il nome possa trarre in inganno, rappresentano i valori di energia consumati all'interno dell'abitazione e quindi in quanto non di interesse ai fini del lavoro di tesi svolto, non sono stati

considerati, così come neanche i dati della colonna “Export”, relativi alla quantità di energia prodotta dall’impianto fotovoltaico e inviata in rete. Quindi di tutti i dati forniti dal sistema di monitoraggio, gli unici considerati e analizzati, sono quelli del “PV Yield”; questi sono stati raccolti in un unico foglio Excel, mettendo in successione da gennaio a dicembre, i vari giorni dell’anno del periodo analizzato, che va dal 5 ottobre 2023 (data di allaccio dell’impianto FV alla rete elettrica) al 31 agosto 2024. È stato scelto tale intervallo di tempo come periodo di osservazione, così da avere i dati di producibilità dell’impianto fotovoltaico, al primo anno di esercizio, considerando uno storico di quasi 1 anno completo. La tabella risultante, contenente i valori di energia prodotta dall’impianto FV in uscita dall’inverter, per ogni ora del periodo monitorato, non è stata inserita interamente in questo lavoro di tesi, per via dell’elevata mole di dati che contiene.

Come descritto nel Capitolo 5, l’impianto fotovoltaico analizzato presenta una potenza di picco di 7,6 kW_p, ma l’inverter utilizzato è di solo 6 kW. Esso da scheda tecnica sopporta una potenza di ingresso massima di 9 kW_p, mai superata, e una potenza di uscita massima di 6,552 kW, data dal prodotto della tensione nominale in uscita (240V) e dalla corrente massima in uscita (27,3 A) (Tabella 2).

Sulla base di ciò, i valori di energia prodotta dall’impianto FV, in uscita dall’inverter, per ogni ora del periodo monitorato, sono stati analizzati nel dettaglio, per valutare quale sia il valore di potenza massima in uscita dall’inverter, raggiunto in ciascun mese del periodo monitorato, al fine di poter verificare se l’inverter sia stato dimensionato in modo corretto, rispetto alla potenza totale dei moduli installati o se invece siano presenti possibili perdite di clipping (spiegate nel paragrafo 4.1 relativo all’inverter, del Capitolo 4).

	Potenza max in uscita dall'inverter [kW]	raggiunta alle ore	del giorno
Gennaio	4,51	11:00	27
Febbraio	4,83	11:00	13
Marzo	5,76	11:00	24
Aprile	6,29	11:00	20
Maggio	6,31	12:00	03
Giugno	6,02	12:00	06
Luglio	5,78	11:00	04
Agosto	5,70	11:00	02
Settembre	-	-	-
Ottobre	4,97	10:00	31
Novembre	4,79	10:00	05
Dicembre	4,24	10:00	06

TABELLA 4: POTENZA MASSIMA RAGGIUNTA NEI MESI DEL PERIODO MONITORATO

Osservando la Tabella 4, è possibile notare come in nessun mese del periodo monitorato si osservi un valore di potenza in uscita dall’inverter prossimo alla potenza massima in uscita dall’inverter (6,552 kW), ciò significa che la potenza massima prodotta dai moduli fotovoltaici rimane sempre ben al di sotto del valore nominale di 7,5 kW; infatti il valore massimo dalla potenza in uscita dall’inverter è pari a 6,31 kW, raggiunto alle 12:00 del 3 maggio, che è leggermente superiore al valore nominale di 6 kW, ma ben al di sotto del valore massimo

possibile in uscita di 6,552 kW. Quindi non risultano esserci perdite di clipping, dovute al sottodimensionamento dell'inverter rispetto alla potenza nominale dei moduli.

Successivamente i valori di energia prodotta dall'impianto FV, in uscita dall'inverter, raccolti per ogni ora del periodo monitorato, sono stati elaborati, calcolando i valori di energia oraria media mensile, prodotta dall'impianto fotovoltaico (Tabella 5 e Grafico 4).

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	1,58	2,16	2,36	2,24	1,87	1,15	0,44	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,01	0,01	0,77	1,81	2,34	2,58	2,30	1,90	1,39	0,76	0,27	0,02	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,04	0,52	1,35	1,98	2,65	2,95	2,91	2,62	1,90	1,08	0,41	0,14	0,02	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,00	0,01	0,74	1,84	2,86	3,70	3,98	4,06	3,72	3,09	2,30	1,45	0,67	0,33	0,05	0,00
Maggio	0,00	0,00	0,16	0,89	2,02	3,07	3,84	3,76	3,60	3,33	2,74	2,13	1,49	0,75	0,37	0,17	0,01
Giugno	0,00	0,00	0,32	1,29	2,23	3,35	3,85	3,99	4,00	3,85	3,12	2,27	1,62	0,93	0,52	0,27	0,04
Luglio	0,00	0,00	0,19	1,08	2,30	3,47	4,12	4,50	4,49	4,48	3,72	2,91	1,88	0,93	0,41	0,17	0,02
Agosto	0,00	0,00	0,02	0,83	2,22	3,35	4,23	4,56	4,57	4,29	3,66	2,78	1,55	0,68	0,32	0,13	0,00
Settembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	1,67	2,47	2,97	2,89	2,49	1,88	1,29	0,55	0,21	0,01	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,03	1,21	2,33	2,98	3,12	2,74	1,82	0,90	0,26	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,01	0,32	1,53	2,09	2,36	2,01	1,65	0,78	0,20	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 5: ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

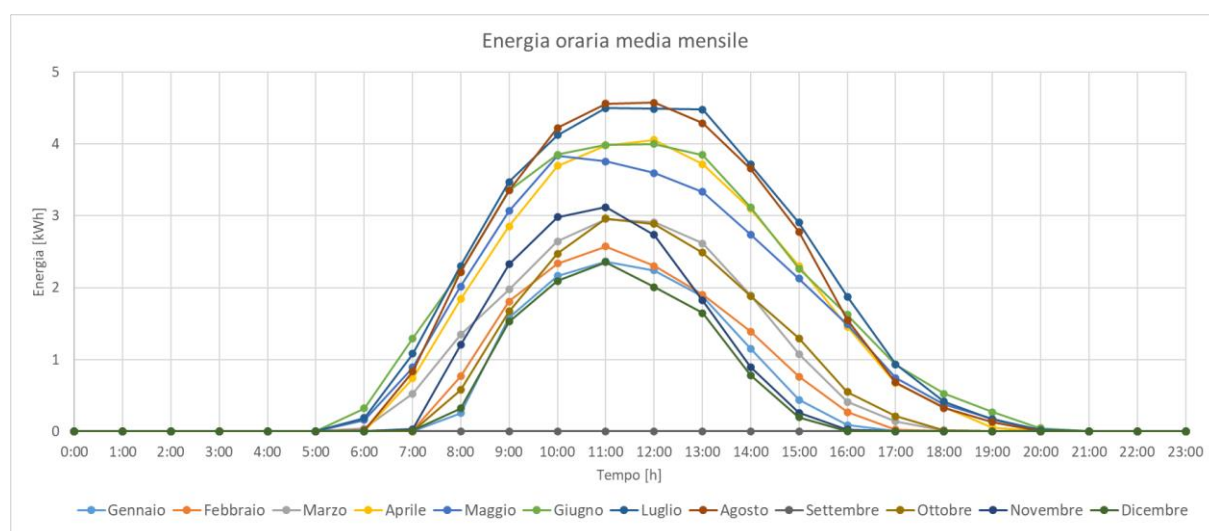


GRAFICO 4: ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

Osservando la Tabella 5 e il Grafico 4, per prima cosa è possibile notare che, come ci aspettava, nei mesi invernali, le ore in cui l'impianto fotovoltaico produce energia sono inferiori rispetto a quelle dei mesi estivi. In particolare, nei mesi di gennaio, febbraio, ottobre, novembre e dicembre l'impianto fotovoltaico inizia a produrre energia intorno alle 8:00 del mattino e termina la produzione già intorno alle 15:00/16:00, per via della posizione dei moduli, rivolti a Sud-Est; dall'altra parte invece da marzo ad agosto, l'impianto FV inizia a produrre energia verso le 6:00/7:00 e termina la produzione all'incirca tra le 17:00 e le 19:00 a seconda del mese. Inoltre, è possibile osservare che l'energia oraria media mensile raggiunge il suo valore massimo intorno alle 11:00, in tutti i mesi dell'anno, tranne ad aprile, giugno ed agosto, in cui il valore massimo medio è raggiunto intorno a mezzogiorno; l'anticipo alle 11:00, del valore massimo di energia prodotta in media dall'impianto, è dovuto all'orientazione a Sud-Est dei moduli fotovoltaici.

Degno di nota è ancora che il valore massimo di energia oraria media mensile prodotta in tutto l'anno è pari a 4,57 kWh, raggiunta alle 12:00 del mese di agosto; mentre invece il valore medio più alto prodotto nella prima ora di produzione dell'impianto (non considerando i valori inferiori a 0,1, poiché trascurabili) è di 0,83 kWh, alle 7:00 sempre del mese di agosto.

Da un'osservazione attenta emerge anche che i valori di energia oraria medi del mese di maggio sono inferiori a quelli di aprile, dalle 10:00 alle 15:00, mentre invece ci si aspetterebbe il contrario; il motivo di ciò può essere trovato solo andando ad analizzare quale siano state le condizioni meteorologiche di questi due mesi, nel periodo in cui l'impianto è stato monitorato, come verrà fatto nel paragrafo successivo.

In seguito a partire dai valori di energia oraria media mensile sono stati calcolati anche i valori di energia media mensile (Tabella 6) e di energia media annuale (Tabella 7), qui sotto riportati.

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
377,00	410,83	575,46	864,38	878,08	949,65	1074,91	1029,36	-	527,77	462,10	339,55

TABELLA 6: ENERGIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

Energia annua (escluso settembre):	7489	kWh
------------------------------------	------	-----

TABELLA 7: ENERGIA MEDIA ANNUALE (ESCLUSO SETTEMBRE) [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

Osservando la Tabella 6 è possibile notare che il mese in cui in media è stata prodotta più energia è il mese di luglio, con un valore di energia media mensile di 1074,91 kWh, mentre invece il mese con il valore più basso di energia media mensile è il mese di dicembre, con una produzione media di solo 339,55 kWh.

Il valore di energia media annuale, prodotta dall'impianto fotovoltaico, escludendo nel conto il mese di settembre, che non è stato monitorato, è pari a 7489 kWh (Tabella 7).

6.1 ANALISI CONDIZIONI METEOROLOGICHE DEL PERIODO DI MONITORAGGIO CONSIDERATO

Per analizzare con maggiore precisione i dati di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico studiato e quindi poter poi meglio confrontarli con la stima di producibilità dell'impianto, ottenuta mediante l'utilizzo di una formula teorica (Capitolo 7) o mediante l'utilizzo di un software (Capitolo 8), si è deciso di osservare quanti e quali sono stati i giorni di pioggia, nuvolosi e di sole, nei vari mesi del periodo di monitoraggio analizzato. Per far ciò si è utilizzato lo storico dei dati meteorologici presenti sul sito dell'Arpa Piemonte [29], per quanto riguarda le precipitazioni. Tuttavia, non esiste una stazione meteo dell'Arpa Piemonte localizzata in prossimità del sito in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico analizzato, ma la più vicina e che presenta uno storico di dati che arriva fino al giorno d'oggi, è la stazione meteorologica denominata "Torino giardini Reali" [29], che si trova in prossimità dei giardini reali di Torino ed è ad una distanza di circa 6,9 km in linea d'aria, dal luogo di interesse (misurati da Google Earth) (Figura 21).

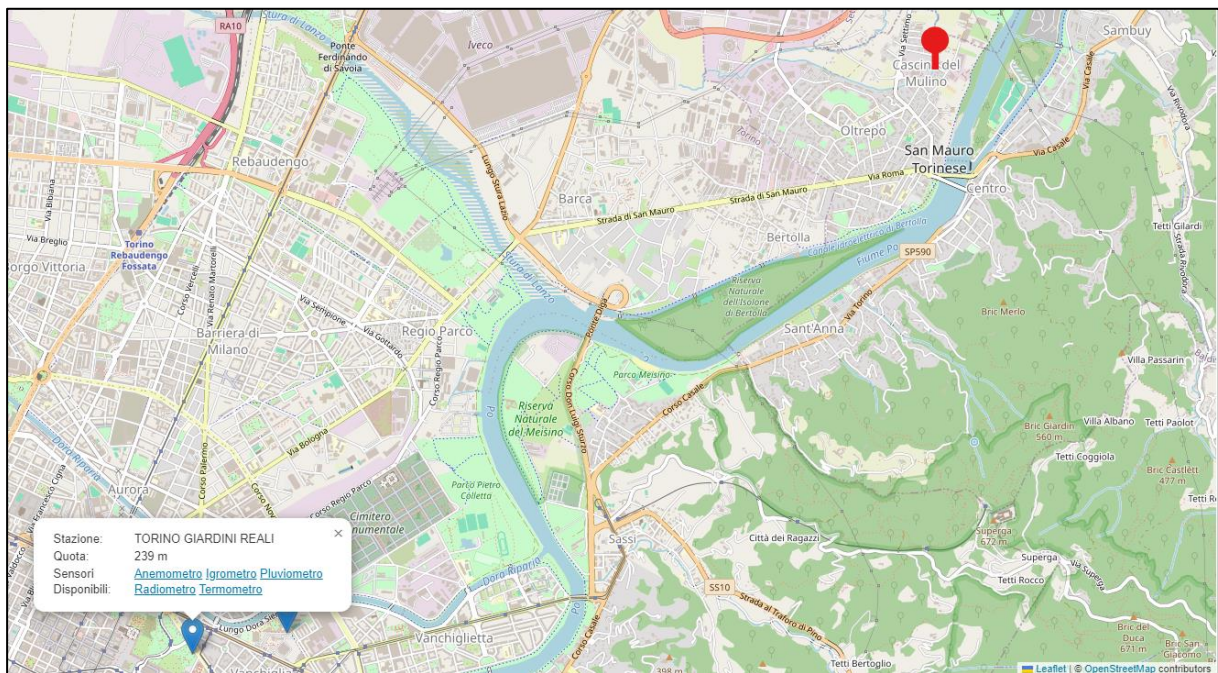


FIGURA 21: STAZIONE METEO DELL'ARPA (IN BLU) PIÙ VICINA AL SITO IN CUI È UBICATO L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO ANALIZZATO (IN ROSSO) [29]

Data l'elevata distanza tra la stazione meteorologica dell'Arpa e il luogo in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico studiato, i dati meteorologici che essa fornisce potrebbero non essere accurati per il sito di interesse. Per questo motivo si è provveduto a confrontare questi dati con i dati meteorologici forniti, per la località di San Mauro Torinese, dai siti "3B Meteo" [30] e "IlMeteo.it" [31]. I dati meteorologici ottenuti sono poi stati ulteriormente confrontati con i dati di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, forniti dal sistema di monitoraggio, al fine di verificarne l'attendibilità e definire con precisione per ogni mese, del periodo in cui è stato monitorato l'impianto fotovoltaico, quanti e quali sono stati i giorni di sole, nuvolosi e di pioggia. In Tabella 8 e Tabella 9 si riporta la condizione climatica caratteristica di ciascun giorno del periodo analizzato.

	Gennaio 2024	Febbraio 2024	Marzo 2024	Aprile 2024	Maggio 2024	Giugno 2024
1	nebbia	nubi sparse	pioggia	pioggia e schiarite	pioggia	prevalentemente soleggiato
2	sereno	sereno	pioggia debole	sereno	pioggia debole	nubi sparse
3	sereno	sereno	pioggia	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	prevalentemente soleggiato
4	sereno	sereno	pioggia e schiarite	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite
5	pioggia	sereno	pioggia e schiarite	nubi sparse	nubi sparse	prevalentemente soleggiato
6	parzialmente coperto	coperto	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	pioggia	prevalentemente soleggiato
7	coperto	nubi sparse	sereno	nubi sparse	pioggia debole	parzialmente coperto
8	pioggia e schiarite	nubi sparse	pioggia	nubi sparse	pioggia e schiarite	pioggia debole
9	pioggia debole	pioggia e schiarite	pioggia	pioggia e schiarite	parzialmente coperto	pioggia e schiarite
10	coperto	pioggia	pioggia e schiarite	pioggia e schiarite	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato
11	prevalentemente soleggiato	pioggia	nubi sparse	nubi sparse	nubi sparse	temporale e schiarite
12	sereno	prevalentemente soleggiato	sereno	sereno	temporale e schiarite	temporale e schiarite
13	sereno	sereno	sereno	sereno	temporale	pioggia debole
14	parzialmente coperto	sereno	sereno	sereno	pioggia	coperto
15	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	nebbia	parzialmente coperto	pioggia debole	pioggia e schiarite
16	coperto e nebbia	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	sereno	pioggia debole	prevalentemente soleggiato
17	pioggia	sereno	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	parzialmente coperto
18	coperto e nebbia	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	nubi sparse	coperto	parzialmente coperto
19	nebbia	sereno	sereno (nebbia al mattino)	sereno	temporale e schiarite	nubi sparse
20	prevalentemente soleggiato	sereno	coperto	prevalentemente soleggiato	temporale e schiarite	pioggia e schiarite
21	sereno	sereno	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	pioggia e schiarite
22	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	temporale e schiarite	pioggia e schiarite
23	sereno	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	pioggia e schiarite	pioggia
24	sereno	parzialmente coperto	sereno	prevalentemente soleggiato	temporale e schiarite	pioggia debole
25	sereno	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	pioggia debole	pioggia e schiarite
26	nubi sparse	pioggia e schiarite	pioggia debole	pioggia debole	nubi sparse	pioggia e schiarite
27	prevalentemente soleggiato	pioggia	pioggia e schiarite	pioggia debole	temporale e schiarite	sereno
28	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	pioggia e schiarite	pioggia e schiarite	prevalentemente soleggiato	nubi sparse
29	sereno	pioggia e schiarite	pioggia debole	nubi sparse	nubi sparse	parzialmente coperto
30	sereno	-	pioggia	nubi sparse	temporale e schiarite	parzialmente coperto
31	sereno	-	pioggia debole	-	nubi sparse	-

TABELLA 8: CONDIZIONE CLIMATICA PREVALENTE DI CIASCUN GIORNO DEL PERIODO MONITORATO, DA GENNAIO A GIUGNO [29], [30], [31]

	Luglio 2024	Agosto 2024	Settembre 2024	Ottobre 2023	Novembre 2023	Dicembre 2023
1	temporale	prevalentemente soleggiato	-	-	coperto	pioggia e schiarite
2	prevalentemente soleggiato	temporale e schiarite	-	-	pioggia	pioggia e schiarite
3	coperto	sereno	-	-	nebbia	sereno
4	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	-	-	pioggia debole	pioggia debole
5	parzialmente coperto	nubi sparse	-	parzialmente coperto	nebbia	nebbia
6	coperto	parzialmente coperto	-	nubi sparse	sereno	sereno
7	pioggia debole	temporale	-	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	prevalentemente soleggiato
8	nubi sparse	sereno	-	sereno	sereno	pioggia debole
9	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	-	sereno	pioggia e schiarite	nebbia
10	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	-	sereno	sereno (nebbia al mattino)	nebbia
11	temporale	nubi sparse	-	prevalentemente soleggiato	sereno	nubi sparse
12	temporale e schiarite	nubi sparse	-	nubi sparse	nubi sparse	nebbia
13	nubi sparse	temporale	-	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	coperto
14	prevalentemente soleggiato	temporale e schiarite	-	nubi sparse	coperto	nubi sparse
15	nubi sparse	pioggia	-	nubi sparse	sereno (nebbia al mattino)	sereno
16	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	-	parzialmente coperto	parzialmente coperto	sereno
17	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	-	prevalentemente soleggiato	sereno	prevalentemente soleggiato
18	parzialmente coperto	pioggia e schiarite	-	coperto	sereno	sereno
19	parzialmente coperto	nubi sparse	-	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	sereno
20	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	-	pioggia e schiarite	parzialmente coperto	nubi sparse
21	pioggia	sereno	-	parzialmente coperto	nubi sparse	nubi sparse
22	sereno	prevalentemente soleggiato	-	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato
23	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	-	pioggia e schiarite	sereno	prevalentemente soleggiato
24	nubi sparse	parzialmente coperto	-	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato
25	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	-	parzialmente coperto	sereno	prevalentemente soleggiato
26	pioggia	parzialmente coperto	-	pioggia debole	sereno	parzialmente coperto
27	nubi sparse	temporale e schiarite	-	pioggia e schiarite	nubi sparse	parzialmente coperto
28	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	-	nubi sparse	sereno	coperto
29	nubi sparse	sereno	-	pioggia	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto
30	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	-	pioggia	pioggia e schiarite	prevalentemente soleggiato
31	nubi sparse	nubi sparse	-	sereno (nebbia al mattino)	-	pioggia debole

TABELLA 9: CONDIZIONE CLIMATICA PREVALENTE DI CIASCUN GIORNO DEL PERIODO MONITORATO, DA LUGLIO A DICEMBRE [29], [30], [31]

Ogni giorno del periodo di monitoraggio analizzato (Tabella 8 e Tabella 9) è stato inserito all'interno di una delle tre categorie sottoelencate, in base alla condizione climatica prevalente di quel giorno:

- giorno di sole: comprendente i giorni con cielo sereno, prevalentemente soleggiati o caratterizzati da nebbia al mattino
- giorno nuvoloso: comprendente i giorni con cielo coperto, parzialmente coperto, con nubi sparse o con nebbia
- giorno di pioggia: comprendente i giorni di pioggia debole o intensa e di temporale

I giorni caratterizzati da “pioggia e schiarite” o “temporale e schiarite” meritano un discorso a parte, essi infatti sono stati inseriti tra i giorni di pioggia o di sole, a seconda della durata del periodo di pioggia e dell'intensità dell'irradianza solare raggiunta in tali giorni; tuttavia, quelli classificati come giorni di sole, per distinguerli dai giorni di sole veri e propri, sono stati evidenziati in grigio in Tabella 10.

Di seguito in Tabella 10 si riporta il dettaglio della categorizzazione di ciascuno giorno del periodo di monitoraggio considerato; invece, in Tabella 11 è indicato per ciascun mese, del periodo di monitoraggio considerato, il numero di giorni di sole, nuvolosi e di pioggia, che lo caratterizzano.

	Gennaio 2024	Febbraio 2024	Marzo 2024	Aprile 2024	Maggio 2024	Giugno 2024	Luglio 2024	Agosto 2024	Settembre 2024	Ottobre 2023	Novembre 2023	Dicembre 2023
1	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	sole	pioggia	sole	pioggia	sole	-	-	nuvoloso	pioggia
2	sole	sole	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso	sole	sole	-	-	pioggia	sole
3	sole	sole	pioggia	sole	sole	sole	nuvoloso	sole	-	-	nuvoloso	sole
4	sole	sole	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	sole	nuvoloso	-	-	pioggia	pioggia
5	pioggia	sole	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso	-	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
6	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	sole	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	-	nuvoloso	sole	sole
7	nuvoloso	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	pioggia	-	sole	nuvoloso	sole
8	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	nuvoloso	sole	-	sole	sole	pioggia
9	pioggia	pioggia	pioggia	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	sole	-	sole	pioggia	nuvoloso
10	nuvoloso	pioggia	pioggia	pioggia	nuvoloso	sole	nuvoloso	sole	-	sole	sole	nuvoloso
11	sole	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole	pioggia	nuvoloso	-	sole	sole	nuvoloso
12	sole	sole	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso	-	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
13	sole	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso	pioggia	-	nuvoloso	sole	nuvoloso
14	nuvoloso	sole	sole	sole	pioggia	nuvoloso	sole	sole	-	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
15	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	pioggia	nuvoloso	pioggia	-	nuvoloso	sole	sole
16	nuvoloso	nuvoloso	sole	sole	pioggia	sole	sole	nuvoloso	-	nuvoloso	nuvoloso	sole
17	pioggia	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole	-	sole	sole	sole
18	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	-	nuvoloso	sole	sole
19	nuvoloso	sole	sole	sole	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	-	pioggia	sole	sole
20	sole	sole	nuvoloso	sole	pioggia	pioggia	sole	sole	-	pioggia	nuvoloso	nuvoloso
21	sole	sole	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	sole	-	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
22	sole	pioggia	sole	pioggia	sole	sole	sole	sole	-	sole	sole	sole
23	sole	pioggia	sole	pioggia	pioggia	pioggia	sole	nuvoloso	-	pioggia	sole	sole
24	sole	nuvoloso	sole	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	-	pioggia	sole	sole
25	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	pioggia	nuvoloso	sole	-	nuvoloso	sole	sole
26	nuvoloso	pioggia	pioggia	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	nuvoloso	-	pioggia	sole	nuvoloso
27	sole	pioggia	pioggia	pioggia	pioggia	sole	nuvoloso	pioggia	-	sole	nuvoloso	nuvoloso
28	sole	pioggia	sole	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	-	nuvoloso	sole	nuvoloso
29	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole	-	pioggia	sole	nuvoloso
30	sole	-	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	sole	-	pioggia	pioggia	sole
31	sole	-	pioggia	-	nuvoloso	-	nuvoloso	nuvoloso	-	sole	-	pioggia

TABELLA 10: CATEGORIZZAZIONE IN GIORNO DI SOLE, NUVOLOSO O DI PIOGGIA, PER OGNI GIORNO DEL PERIODO DI MONITORAGGIO CONSIDERATO

	Giorni di sole	Giorni nuvolosi	Giorni di pioggia
Gennaio 2024	18	9	4
Febbraio 2024	12	8	9
Marzo 2024	13	5	13
Aprile 2024	13	10	7
Maggio 2024	8	9	14
Giugno 2024	10	9	11
Luglio 2024	7	18	6
Agosto 2024	15	11	5
Settembre 2024	-	-	-
Ottobre 2023	9	11	7
Novembre 2023	16	10	4
Dicembre 2023	14	13	4

TABELLA 11: NUMERO DI GIORNI DI SOLE, NUVOLOSI E DI PIOGGIA IN CIASCUN MESE DEL PERIODO DI MONITORAGGIO CONSIDERATO

Osservando la Tabella 11 è possibile notare come il mese di maggio sia caratterizzato dal maggior numero di giorni di pioggia (14) e dal minor numero di giorni di sole (8), di cui inoltre nessuno è un giorno di sole pieno (Tabella 10), ma anzi la maggior parte (sei su otto) sono in realtà giorni caratterizzati da “pioggia e schiarite”, che per via della brevità della durata della pioggia e dell’intensità dell’irradianza solare, sono stati considerati come giorni di sole. Ciò senz’altro è sinonimo di un mese maggio particolarmente piovoso. Anche il mese di luglio, diversamente dal solito è caratterizzato da un numero non eccessivo di giorni di sole (7) e invece da molti giorni nuvolosi (18). Al contrario, si può osservare come il mese di gennaio sia caratterizzato dal maggior numero di giorni di sole, ben 18, seguito dal mese di novembre, con 16 giorni di sole, davvero molti per un mese in genere caratterizzato da un clima più nuvoloso/piovoso.

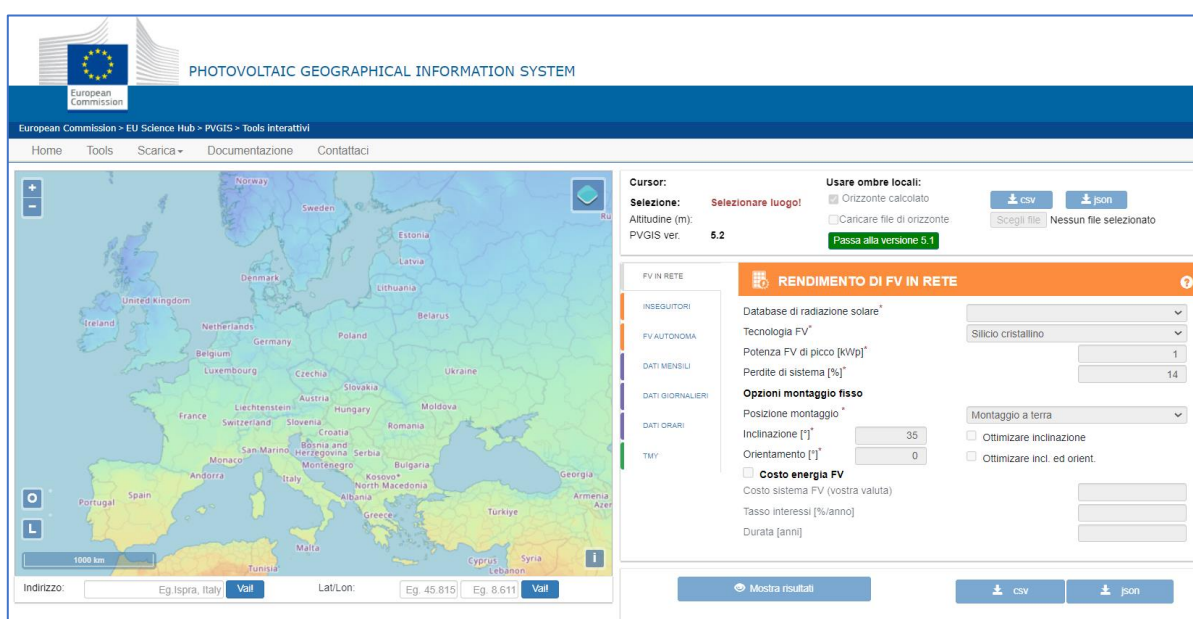
Questa analisi svolta sulle condizioni meteorologiche di ciascun giorno del periodo di monitoraggio considerato e la loro categorizzazione in giorno di sole, nuvoloso e di pioggia, sarà utile più avanti nel Capitolo 9, per poter meglio svolgere un confronto tra l’energia realmente prodotta dall’impianto fotovoltaico, ottenuta attraverso l’analisi dei dati di monitoraggio e invece l’energia che si stima l’impianto produca, a partire dai dati di irradianza del TMY (= Typical Meteorological Year) di PVGIS, applicando una formula teorica.

CAPITOLO 7:

MODELLO DI STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ CON UNA FORMULA

In questo capitolo è stata calcolata una stima della possibile producibilità dell'impianto fotovoltaico, al primo anno di funzionamento, partendo dai dati orari di irradianza di PVGIS e applicando una formula teorica, che consente di calcolare l'energia prodotta, ora per ora, dall'impianto tenendo conto dell'effettiva irradianza sui moduli, diversa da quella in condizioni standard ($G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$), e anche delle perdite dovute ad una temperatura del modulo superiore a quella in condizioni standard ($T_{STC} = 25^\circ\text{C}$).

PVGIS (=Photovoltaic Geographical Information System) [32] è un sito web ufficiale, totalmente gratuito, sviluppato dal Joint Research centre della Commissione Europea (Figura 22), che fornisce informazioni sull'irradianza solare e sulle prestazioni degli impianti fotovoltaici, per quasi ogni luogo del mondo (eccetto il polo Nord e il polo Sud), utilizzando dati satellitari, modelli di radiazione solare e modelli di simulazione che tengono conto di diversi fattori come l'inclinazione e l'orientamento dei moduli fotovoltaici, le perdite di sistema, le ombre all'orizzonte e le condizioni meteorologiche locali. All'apertura del sito è necessario selezionare il luogo di interesse (inserendo i dati di latitudine e longitudine) e poi è possibile visualizzare e/o scaricare i dati di irradianza solare mensili, giornalieri o orari, su di un piano orizzontale o su di un piano inclinato e orientato, con i valori di tilt e azimut scelti; oppure selezionando la tecnologia fotovoltaica utilizzata (silicio cristallino, moduli CIS o moduli a film sottile CdTe) è anche già possibile visualizzare e/o scaricare una stima dell'energia prodotta su base mensile ed annua da un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica o sconnesso da essa, con o senza un sistema di accumulo. Infine, è possibile scaricare anche i valori di irradianza sul piano orizzontale di un anno meteorologico tipico (TMY) [33].



The screenshot displays the PVGIS web interface. On the left, a map of Europe is shown with a cursor over Italy. The right side contains a configuration panel with the following sections:

- Cursor:** Selezione: **Selezionare luogo!**
- Usare ombre locali:** Orizzonte calcolato
- Altitudine (m):** 5.2
- PVGIS ver.:** 5.2
- Database di radiazione solare:** Silicio cristallino
- Tecnologia FV:** Silicio cristallino
- Potenza FV di picco [kWp]:** 1
- Perdite di sistema [%]:** 14
- Opzioni montaggio fisso:** Posizione montaggio: Montaggio a terra
- Inclinazione [°]:** 35
- Orientamento [°]:** 0
- Costo energia FV:** Costo sistema FV (vostra valuta), Tasso interessi [%/anno], Durata [anni]

FIGURA 22: INTERFACCIA WEB DI PVGIS, ALL'APERTURA DEL SITO [32]

In questo lavoro di tesi, poiché il sito di PVGIS [32] non presenta lo storico dei dati di irradianza del 2023 e del 2024, anni in cui si è analizzato il funzionamento dell'impianto fotovoltaico preso in esame (i dati di irradianza più recenti sono del 2020), si è deciso di utilizzare come dati di irradianza di partenza quelli del TMY (= Typical Meteorological Year), ossia un anno meteorologico tipico, che PVGIS crea prendendo i dati meteorologici e di irradianza orari, del luogo in esame, dal suo storico di dati PVGIS-SARAH2 di 16 anni (dal 2005 al 2020), scegliendo per ogni mese quello più tipico.

Tuttavia, dal sito di PVGIS, per il TMY, è possibile scaricare solo i dati di irradianza globale sul piano orizzontale e non su un piano inclinato e orientato come quello della falda del tetto dell'edificio preso in esame; occorrerebbe quindi applicare le formule degli angoli solari, per ricavare i valori di irradianza sul piano inclinato e orientato considerato. Tuttavia, per evitare di propagare i possibili errori, che potrebbero derivare dall'applicazione di tali formule, non sempre precise, si è deciso di osservare quali sono i mesi che PVGIS utilizza per creare il suo TMY (Tabella 12) e poi di scaricare manualmente i dati meteorologici e di irradianza orari sul piano inclinato e orientato considerato, per tali mesi.

Latitude (decimal degrees): 45.110	
Longitude (decimal degrees): 7.761	
Elevation (m): 205.0	
month	year
1	2017
2	2006
3	2009
4	2011
5	2012
6	2018
7	2020
8	2011
9	2006
10	2005
11	2018
12	2016

TABELLA 12: MESI DEL TMY DI PVGIS PER LA LOCALITÀ ANALIZZATA

In questo modo, unendo i dati meteorologici e di irradianza orari, dei vari mesi considerati, in un unico file Excel, viene ricreato un TMY, per il luogo preso in esame (latitudine = 45,110; longitudine = 7,761), identico a quello di PVGIS, ma con i valori di irradianza diretta, diffusa e riflessa, già sul piano inclinato (30°) e orientato (-60°), come la falda del tetto dell'edificio considerato, evitando errori dovuti alla propagazione di possibili incertezze che potrebbero derivare dall'applicazione delle formule degli angoli solari.

Inoltre, così facendo quando vengono scaricati i dati di irradianza orari, per il luogo in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico preso in esame, PVGIS tiene conto delle possibili ombre presenti all'orizzonte del luogo selezionato, senza doverle calcolare manualmente (Figura 23).

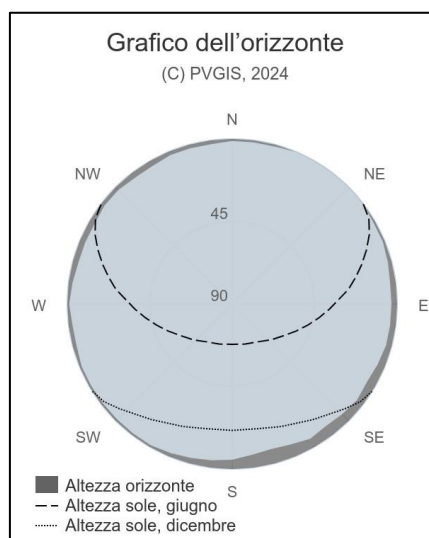


FIGURA 23: OMBRE ALL'ORIZZONTE FORNITE DA PVGIS DOPO AVER SPECIFICATO LE COORDINATE DEL LUOGO IN ESAME

In questo caso studiato, le ombre presenti all'orizzonte sono quelle delle colline presenti a Est e a Sud-Est del luogo in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (descritte nel paragrafo 5.1 del Capitolo 5). Infatti esaminando la Figura 23, si può osservare che ad Est si ha un'ombra all'orizzonte con un'altezza angolare all'incirca di 3° , che aumenta spostandosi verso Sud, raggiungendo un valore di 6° a Sud-Est in corrispondenza del Bric rocca e di 7° in corrispondenza del Bric giardin, fino a raggiungere un valore di 8° in corrispondenza di Superga; dopo, continuandosi a spostare verso Sud, l'ombra all'orizzonte diminuisce fino a raggiungere 5° di altezza angolare a Sud, per poi dissolversi a Sud-Ovest. È anche presente un'ombra all'orizzonte a Nord-Ovest, che si prolunga fino a Nord, rimanendo sempre sotto i 3° , ma che tuttavia non è di interesse per il progetto analizzato, in quanto essendo i moduli fotovoltaici rivolti a Sud-Est, l'irradiazione solare non raggiungerà più i moduli già prima che il sole raggiunga tali ostacoli all'orizzonte a Ovest. Dall'altra parte invece la collina a Est e Sud-Est, che genera delle ombre all'orizzonte, contribuisce a ridurre sensibilmente la quantità di radiazione solare che raggiunge i moduli fotovoltaici nelle prime ore del mattino, soprattutto nei mesi invernali in cui il sole sorge più a Sud-Est, ossia là dove questi ostacoli all'orizzonte sono più alti.

I dati orari scaricati e presi in esame, per ogni mese del TMY creato, utilizzato in questo lavoro di tesi, non sono riportati interamente in questo lavoro di tesi, per via dell'elevata mole di dati presenti; qui di seguito nella tabella sottostante (Tabella 13), a titolo di esempio, sono riportati i dati del 23 luglio 2007, usato nel TMY.

time	P	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int
20200723:0010	0	0	0	0	0	23,29	0,76	0
20200723:0110	0	0	0	0	0	22,96	0,69	0
20200723:0210	0	0	0	0	0	19,86	1,38	0
20200723:0310	0	0	0	0	0	18,93	1,52	0
20200723:0410	0	0	0	0	0	18,4	1,66	0
20200723:0510	152,47	121,31	80,99	1,42	9,92	18,55	1,52	0
20200723:0610	368,65	337,43	140,58	3,74	20,19	21,41	1,17	0
20200723:0710	527,14	555,81	158,48	6,24	30,75	22,24	0,69	0
20200723:0810	609,14	689,49	175,63	8,43	41,23	23,88	0,41	0
20200723:0910	656,95	779,09	178,94	10,26	51,12	25,65	0,62	0
20200723:1010	666,28	808,02	176,27	11,58	59,49	27,29	0,69	0
20200723:1110	642,74	788,35	157,9	12,29	64,48	28,6	0,69	0
20200723:1210	586,13	706,81	136,65	12,29	63,95	29,65	0,83	0
20200723:1310	490,3	561,11	123,92	11,52	58,19	30,4	0,97	0
20200723:1410	351,68	383,92	106,8	10,1	49,45	30,4	0,14	0
20200723:1510	187,26	192,99	90,65	8,12	39,4	30,62	0,97	0
20200723:1610	48,9	24,54	69,41	5,77	28,88	30,47	0,69	0
20200723:1710	75,54	0	113,24	1,7	18,35	30,05	0,55	0
20200723:1810	22,4	0	42,8	0,64	8,16	28,82	1,66	0
20200723:1910	0	0	0	0	0	27,11	1,66	0
20200723:2010	0	0	0	0	0	25,24	1,38	0
20200723:2110	0	0	0	0	0	24,08	1,38	0
20200723:2210	0	0	0	0	0	23,01	1,31	0
20200723:2310	0	0	0	0	0	22,97	1,03	0

TABELLA 13: DATI ORARI SCARICATI DA PVGIS DEL 23 LUGLIO 2007 (USATO NEL TMY), A TITOLO D'ESEMPIO

Osservando la Tabella 13 è possibile notare che i dati presi in esame sono:

- P = Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico standard al silicio cristallino da 1 kW_p [W]
- Gb(i) = Irradianza diretta sul piano inclinato considerato [W/m²]
- Gd(i) = Irradianza diffusa sul piano inclinato considerato [W/m²]
- Gr(i) = Irradianza riflessa sul piano inclinato considerato [W/m²]
- H_sun = Altezza del sole rispetto all'orizzonte, in gradi [°]
- T2m = Temperatura dell'aria a 2 m dal suolo [°C]
- WS10m = velocità totale del vento a 10 m [m/s]
- Int = fattore di controllo: se è uguale a 1 significa che i valori della radiazione solare sono stati ricostruiti [-]

È necessario sottolineare che i dati di irradianza forniti da PVGIS si riferiscono sempre all'ora solare (UTC+1 in Italia) e non tengono automaticamente conto del passaggio all'ora legale, nei mesi in cui questa è utilizzata [33]. Di conseguenza anche i valori di energia che saranno stimati in questo paragrafo, a partire da questi dati di irradianza, si riferiranno sempre all'ora solare. Per questo motivo nel Capitolo 9, in cui si confrontano i valori stimati con i valori osservati, attraverso il sistema di monitoraggio, questi valori stimati saranno corretti manualmente, nei mesi in cui è in vigore l'ora legale, trasladoli di un'ora in avanti, per tenerne conto.

Osservando il valore dell'altezza solare (H_{sun}) è possibile notare come intorno alle 10:00 (ora solare UTC+1) il sole si trovi ad un'altezza angolare di circa 60° , cioè i raggi solari stanno formando un angolo di 60° con il piano orizzontale; poiché il tetto è inclinato di 30° rispetto al piano orizzontale, questo significa che in questo momento i raggi solari sono perpendicolari alla falda del tetto e quindi questo è il momento della giornata in cui l'irradianza sul tetto è massima. Essendo l'impianto fotovoltaico anche rivolto non perfettamente a Sud, ma a Sud-Est è possibile affermare, con buona approssimazione, che questo sarà il momento della giornata in cui si raggiungerà il valore di potenza istantanea prodotta più alto (come mostrato in Tabella 15, più avanti).

Analizzando nel dettaglio i dati del TMY creato, utilizzato in questo lavoro di tesi, è possibile notare che il 26 maggio alle 12:00 e il 13 agosto alle 14:00 il valore di irradianza dato da PVGIS è zero, probabilmente questo è dovuto ad un errore interno al sito web PVGIS. Tuttavia, poiché sono solo due i valori orari che presentano questa anomalia, ciò non influisce sui risultati che si otterranno.

Dopo aver creato il TMY, si è provveduto a calcolare una stima dell'energia prodotta, ora per ora, dall'impianto fotovoltaico considerato, per tutti i giorni del TMY, partendo dai valori di irradianza del TMY e applicando le seguenti formule teoriche.

Per prima cosa è stata calcolata la potenza elettrica istantanea prodotta dall'impianto fotovoltaico, ogni ora, in questo modo [7]:

$$P_{el} = P_{max}(STC) \cdot \frac{G_{global} - G_{lim}}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma_{P_{max}} \cdot (T_c - T_{STC})] \quad [kW] \quad (11)$$

con:

- $P_{max}(STC)$ = potenza massima in condizioni standard =
 $= n^{\circ}moduli \cdot P_{max,module} =$
 $= 20 \cdot 0,380 kW = 7,6 kW$ (Tabella 1)
- G_{global} = irradianza globale sul piano dei moduli =
 $= G_b(i) + G_d(i) + G_r(i) \quad [W/m^2]$
- G_{lim} = irradianza limite, cioè più bassa della quale non c'è produzione di
 elettricità = $20 W/m^2$
- G_{STC} = irradianza globale in condizioni standard = $1000 W/m^2$
- $\gamma_{P_{max}}$ = coefficiente termico di potenza massima = $- 0,360 \%/K$ (Tabella 1)
- T_{STC} = temperatura del modulo FV in condizioni standard = $25 ^\circ C$

- $T_c = \text{temperatura del modulo FV} = T_{amb} + \frac{NOCT - T_{amb,NOCT}}{G_{NOCT}} \cdot G_{global} \text{ [}^\circ\text{C]}$ (come descritto nel paragrafo 3.2 del Capitolo 3), con $NOCT = 43 \text{ }^\circ\text{C}$ (Tabella 1)

Successivamente si è calcolata l'energia elettrica oraria prodotta dall'impianto fotovoltaico considerato, semplicemente moltiplicando la potenza elettrica ottenuta (P_{el}), per un intervallo di tempo di 1 ora; poiché si dispone dei dati di irradianza orari, come dati di partenza, la potenza elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico viene calcolata una volta all'ora e quindi essa corrisponde all'energia elettrica prodotta in un'ora dall'impianto fotovoltaico.

Infine, si considera anche la presenza delle perdite nel processo di conversione, che vengono rappresentate dal fattore PR (= Performance Ratio), descritto nel paragrafo 4.2 del Capitolo 4, dove si sottolinea il fatto che esso è un fattore molto difficile da stimare a priori, in quanto affetto da una grande incertezza. In genere, considerando la letteratura scientifica, assume un valore compreso tra 0,44 e 0,86 [7]; in questo lavoro di tesi, in modo analogo a quanto riportato sul sito PVGIS, tutte le perdite nel processo di conversione (escluse le perdite dovute ad una temperatura del modulo superiore a 25°C , già considerate nell'Equazione 2), sono state considerate pari al 14% [7], [33] e quindi il PR è stato considerato pari a 0,86.

Quindi la formula utilizzata per calcolare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è la seguente:

$$E_{el} = P_{el} \cdot 1h \cdot PR \text{ [kWh]} \quad (12)$$

Tutti i calcoli descritti e anche ulteriori analisi sono stati eseguiti utilizzando un foglio di calcolo di Excel appositamente creato e progettato in modo che possa essere anche utilizzato per la realizzazione e lo studio di producibilità anche di eventuali progetti fotovoltaici di tipo residenziale futuri. Qui di seguito viene descritto questo file Excel appositamente creato, denominato "Analisi".

7.1 DESCRIZIONE FILE ANALISI E RISULTATI OTTENUTI

In questo paragrafo viene descritto come è stato utilizzato il file Excel "Analisi", appositamente creato per calcolare e analizzare i valori di energia elettrica oraria che si stima l'impianto fotovoltaico produca, a partire dai dati di irradianza del TMY, creato da PVGIS. La realizzazione di questo foglio di Excel ha l'obiettivo di generalizzare la metodologia seguita, così da poterla facilmente applicare nella progettazione e studio di fattibilità di un generico impianto fotovoltaico; per questo motivo in questo paragrafo viene mostrata la procedura da seguire, al fine di poterla eventualmente applicare per la realizzazione di un generico progetto fotovoltaico di tipo residenziale, di futura realizzazione.

Per prima cosa, aprendo il file Excel "Analisi", il primo foglio che appare è una pagina descrittiva, che molto brevemente illustra come deve essere utilizzato tale file (Figura 24). I colori richiamano ai vari fogli del file, così che sia chiaro dove devono essere svolte le varie azioni. Come si può notare, osservando la Figura 24, il file si compone di 5 fogli (escluso il primo, che, come detto, è solo una pagina descrittiva) ciascuno dei quali svolge una specifica funzione.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Incollare qui il TMY creato , per il luogo considerato, con i dati di irradianza orari, su un piano inclinato e orientato, come il tetto dell'edificio su cui sarà installato il FV											
2	--> su PVGIS per scaricarlo con il formato corretto selezionare taglia impianto 1kW e tutte le componenti dell'irradianza (diretta, diffusa e riflessa)											
3	Il TMY creato deve avere il formato mostrato in basso e i dati mostrati iniziare dalla riga 12											
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11	time	P	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int			
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
25												
26												
27												
28												

FIGURA 25: FOGLIO "PVGIS" FILE "ANALISI" – FOGLIO IN CUI INCOLLARE IL TMY CREATO

Una volta incollato il TMY, il foglio "PVGIS" deve apparire così come mostrato in Figura 26, dove è stato incollato il TMY sopra descritto e usato in questo lavoro di tesi.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Latitude (decimal degrees):	45.110							
2	Longitude (decimal degrees):	7.762							
3	Elevation (m):	205							
4	Radiation database:	PVGIS-SARAH2							
5									
6									
7	Slope:	30 deg.							
8	Azimuth:	-60 deg.							
9	Nominal power of the PV system (c-Si) (kWp):	1							
10	System losses (%):	14							
11	time	P	Gb(i)	Gd(i)	Gr(i)	H_sun	T2m	WS10m	Int
12	20170101:0010		0	0	0	0	-0,42	0,48	0
13	20170101:0110		0	0	0	0	-1,1	0,55	0
14	20170101:0210		0	0	0	0	-1,17	0,62	0
15	20170101:0310		0	0	0	0	-1,67	0,55	0
16	20170101:0410		0	0	0	0	-1,83	0,55	0
17	20170101:0510		0	0	0	0	-1,96	0,55	0
18	20170101:0610		0	0	0	0	-2,3	0,62	0
19	20170101:0710		0	0	0	0	-2,54	0,28	0
20	20170101:0810		346,79	323,91	80,15	1,46	7,86	-2,31	0,34
21	20170101:0910		477,52	477,69	93,46	3,16	14,61	-0,39	0,21
22	20170101:1010		513,87	549,09	81,05	4,45	19,38	2,59	0,14
23	20170101:1110		479,24	514,8	74,81	5,05	21,7	4,64	0,34
24	20170101:1210		386,41	407,91	70,07	4,93	21,33	5,86	0,41
25	20170101:1310		242,06	263,81	54,77	4,14	18,3	6,28	0,28
26	20170101:1410		70,76	89,09	41,83	2,67	12,94	5,94	0,21
27	20170101:1510		13,64	0	27,64	0,42	5,73	5,13	0,14
28	20170101:1610		0	0	0	0	2,77	0,03	0

FIGURA 26: FOGLIO "PVGIS" FILE "ANALISI" - COME DEVE APPARIRE IL FOGLIO DOPO AVER INCOLLATO IL TMY

Successivamente si apre il foglio “Modulo FV” (Figura 27) e occorre scegliere, dal menù a tendina, che appare nella casella bianca B2, il tipo di modulo che è stato (/sarà) utilizzato nell’impianto fotovoltaico preso in esame (/che si sta progettando). Il menù a tendina mostra tutti i moduli presenti nella tabella sulla destra in Figura 27 (visibile solo parzialmente), che sono alcuni dei principali moduli fotovoltaici utilizzati dall’azienda in cui si è svolto il lavoro di tesi; se il modulo che si vuole utilizzare non è già presente tra questi in tabella, è possibile inserirlo manualmente, prendendo i dati richiesti dalla scheda tecnica del modulo, scrivendoli in questa tabella e poi selezionando dal menù a tendina il nuovo modulo appena creato.

Modulo FV scelto			Marca	Modello	Tipologia	Potenza di picco [Wp]	
Tipo di modulo			Modulo 1	Suntech	STP300-20Wfh	policristallino	350
Marca	Modulo 1		Modulo 2	JA Solar	JAM60S20-380/MR	monocristallino	380
Modello	Modulo 2		Modulo 3	LG	LG365N1C (NeON2)	monocristallino	365
Tipologia	Modulo 3		Modulo 4	Viessmann	Vitovolt 300 M400 SC	monocristallino	400
Dati in condizioni S	Modulo 4		Modulo 5	Astroenergy	AstroSemi CHSM72M-HC	monocristallino	450
Potenza di picco	Modulo 5		Modulo 6	Suntech	Ultra V STP400S-C54	monocristallino	400
Tolleranza di Pmax	Modulo 6		Modulo 7	Trina Solar	Vertex S TSM-DE09.08	monocristallino	400
Efficienza	Modulo 7		Modulo 8	Longi Solar	LR4-60HPH-380M	monocristallino	380
Vmpp	Modulo 8		Modulo 9	Canadian Solar	CS3L-375MS	monocristallino	375
Impp	Modulo 9		Modulo 10	Trienergia	COE-330M60EL	monocristallino	330
Voc	Modulo 10		Modulo 11	Q Cells	Q.PEAK DUO MLG9	monocristallino	390
Isc	Modulo 11		Modulo 12	LG NeON H	LG385N1C (NeON H)	monocristallino	385
T_NOCT	Modulo 12		Modulo 13	Sunpower	SPR Maxeon 3	monocristallino	400
Coeff. di T di Pmax	Modulo 13		Modulo 14	Hanergy	SPP385QHE5	film sottile	385
Coeff. di T di Voc	Modulo 14		Modulo 15	Jinko Solar	Tiger Pro 54HC	monocristallino	410
Coeff. Di T di Isc	Modulo 15		Modulo 16	Longi Solar	LR5-54HPH-410M	monocristallino	410
Min. T di esercizio	Modulo 16		Modulo 17	Sunova Solar	SS-410-54MDH	monocristallino	410
Max. T di esercizio	Modulo 17		Modulo 18	Sunova Solar	SS-410-54MDH	monocristallino	550
	Modulo 18		Modulo 19	Hyundai	HiE-S440HG	monocristallino	435
	Modulo 19		Modulo 20	Trienergia	TR1xxxHP-WB	monocristallino	290
	Modulo 20		Modulo 21	Trina Solar	TSM-430DE09R.08W	monocristallino	435

FIGURA 27: FOGLIO “MODULO FV” FILE “ANALISI” - SELEZIONARE IL TIPO DI MODULO FOTOVOLTAICO CHE È STATO UTILIZZATO NELL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO ANALIZZATO, DAL MENÙ A TENDINA

Nella tabella presente sulla destra nel foglio “Modulo FV”, visibile solo parzialmente in Figura 27, i parametri espressi per ogni tipo di modulo sono:

- marca e modello
- tipologia di modulo
- potenza di picco del modulo [W_p]
- altezza, larghezza e spessore del modulo [m]
- superficie di ingombro = altezza · larghezza [m²]
- resa superficiale del modulo = $\frac{\text{potenza di picco del modulo}}{\text{superficie di ingombro}}$ [W_p/m²]
- peso del modulo [kg]
- tolleranza con cui è stata misurata la potenza di picco [W_p]
- efficienza del modulo FV [%]
- tensione di circuito aperto (V_{OC}) [V]
- corrente di cortocircuito (I_{SC}) [A]
- tensione nel punto di massima potenza (V_{MPP}) [V]
- corrente nel punto di massima potenza (I_{MPP}) [A]
- temperatura della cella in condizioni NOCT (T_{NOCT}) [°C]
- coefficiente termico di potenza massima (P_{max} Temp. Coef.) [%/°C]

- coefficiente termico di tensione di circuito aperto (V_{oc} Temp. Coef.) [%/°C]
- coefficiente termico di corrente di cortocircuito (I_{sc} Temp. Coef.) [%/°C]
- minima e massima temperatura di esercizio del modulo [°C]
- numero di celle del modulo
- tensione massima di sistema [V DC]
- corrente massima dei fusibili in serie [A]

Di seguito è riportato come appare la tabella sulla sinistra in Figura 27 (Tabella 14), dopo aver selezionato dal menù a tendina il modulo fotovoltaico utilizzato nell’impianto analizzato in questo lavoro di tesi (corrispondente al “modulo 24”) e i cui parametri, da scheda tecnica, sono già stati illustrati nella Tabella 1 nel Capitolo 5.

Modulo FV scelto		
Tipo di modulo	Modulo 24	
Marca	Amerisolar	
Modello	AS-6M120-HC 380w	
Tipologia	monocristallino	
Dati in condizioni STC		
Potenza di picco	380	Wp
Tolleranza di Pmax	± 3	W
Efficienza	20,8%	%
Vmpp	35,00	V
Impp	10,86	A
Voc	42,00	V
Isc	11,44	A
T_NOCT		
T_NOCT	43	°C
Coeff. di T di Pmax	-0,360	%/K
Coeff. di T di Voc	-0,280	%/K
Coeff. Di T di Isc	0,05	%/K
Min. T di esercizio	-40	°C
Max. T di esercizio	85	°C
N° di celle del modulo		
N° di celle del modulo	120 half cells	[-]
Peso	19,5	kg
Altezza	1,756	m
Larghezza	1,039	m
Spessore	0,030	m
Superficie di ingombro	1,82	m ²
Resa superficiale	208,3	Wp/m ²
Tensione max di sistema		
Tensione max di sistema	1500	V DC (IEC)
Corrente max dei fusibili in serie		
Corrente max dei fusibili in serie	20	A

TABELLA 14: INGRANDIMENTO TABELLA SULLA SINISTRA FOGLIO "MODULO FV" FILE "ANALISI", IN CUI È STATO SELEZIONATO IL MODULO 24, CORRISPONDENTE A QUELLO UTILIZZATO NEL PROGETTO FV PRESO IN ESAME

Dopo aver eseguito i passaggi descritti, si procede aprendo il foglio “Taglia impianto” (Figura 28) e scrivendo nella casella bianca B3 il numero totale dei moduli fotovoltaici installati nel progetto preso in esame, così da definire quale sarà la taglia nominale dell’impianto e quindi la

Anno	Mese	Giorno	Ora solare	Gglobal [W/m ²]	Tc [°C]	Controllo se -40°C < Tc < 85°C	Pel in funzione G e Tc [kW]	Energia [kWh]	Controllo se Energia < 6,55 kWh
2017	01	01	00:00	0	-0,42	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	01:00	0	-1,10	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	02:00	0	-1,17	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	03:00	0	-1,67	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	04:00	0	-1,83	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	05:00	0	-1,96	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	06:00	0	-2,30	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	07:00	0	-2,54	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	08:00	405,52	9,35	OK	3,10	2,66	OK
2017	01	01	09:00	574,31	16,12	OK	4,35	3,74	OK
2017	01	01	10:00	634,59	20,83	OK	4,74	4,08	OK
2017	01	01	11:00	594,66	21,74	OK	4,42	3,80	OK
2017	01	01	12:00	482,91	19,74	OK	3,58	3,08	OK
2017	01	01	13:00	322,72	15,56	OK	2,38	2,05	OK
2017	01	01	14:00	133,59	9,78	OK	0,91	0,78	OK
2017	01	01	15:00	28,06	5,94	OK	0,07	0,06	OK
2017	01	01	16:00	0	3,73	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	17:00	0	2,45	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	18:00	0	1,08	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	19:00	0	-0,93	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	20:00	0	-0,84	OK	0,00	0,00	OK
2017	01	01	21:00	0	-0,25	OK	0,00	0,00	OK

FIGURA 29: FOGLIO "STIMA PRODUZIONE FV" FILE "ANALISI" – CASO STUDIO ANALIZZATO NEL PROGETTO DI TESI

Nel foglio “Stima produzione FV” (Figura 29) in automatico viene riconosciuto l’anno, il mese, il giorno e l’ora solare (UTC+1) in ogni riga, prendendo i dati dal foglio “PVGIS” (Figura 26), in cui era stato precedentemente incollato il TMY, utilizzato in questo lavoro di tesi. Viene poi calcolata l’irradianza globale (G_{global}), sul piano inclinato e orientato, come la falda del tetto su cui è installato il fotovoltaico, sommando le componenti dell’irradianza diretta, diffusa e riflessa; essa è calcolata in $[W/m^2]$.

Nella colonna successiva viene calcolata la temperatura della cella (T_c) attraverso l’applicazione della formula teorica 4, descritta nel paragrafo 3.2. Nella colonna immediatamente a fianco invece si effettua il controllo sulla temperatura della cella, verificando che rimanga sempre all’interno dei limiti di minima e massima temperatura di esercizio del modulo, presenti sulla scheda tecnica del modulo considerato. Nel caso considerato questi sono -40 °C e 85 °C (Tabella 1) e la temperatura della cella è sempre all’interno di tali limiti, in quanto la minima temperatura che raggiunge è solo di $-5,6\text{ °C}$, raggiunta alle 6:00 del 1° febbraio, mentre invece la massima temperatura raggiunta è di $60,33\text{ °C}$, alle 11:00 del 31 luglio.

Poi nelle colonne seguenti è calcolata la potenza elettrica istantanea (P_{el}), espressa in $[kW]$, prodotta dall’impianto fotovoltaico in funzione dell’irradianza globale (G_{global}) e della temperatura della cella (T_c), attraverso l’applicazione dell’Equazione 11, descritta precedentemente in questo capitolo. Sarebbe essenziale controllare che P_{el} calcolata sia sempre minore della potenza di ingresso massima sopportata dall’inverter, pari a 9 kW_p da scheda tecnica (Tabella 2); tuttavia non risulta necessario effettuare tale controllo poiché l’impianto ha una taglia di $7,6\text{ kW}_p$ e quindi il valore di P_{el} , sarà pari al massimo a tale valore di picco e quindi sempre bel al di sotto di 9 kW_p .

Per calcolare la T_c e la P_{el} vengono presi in automatico i dati necessari all’applicazione dell’Equazione 4 e dell’Equazione 11, dal foglio “PVGIS” (Figura 26), dal foglio “Modulo FV” (Tabella 14) e dal foglio “Taglia impianto” (Figura 28), precedentemente compilati.

Nella penultima colonna viene calcolata l'energia elettrica oraria, espressa in [kWh], prodotta dall'impianto fotovoltaico considerato, attraverso l'applicazione dell'Equazione 12, descritta precedentemente in questo capitolo. I valori di energia pari a zero vengono in automatico oscurati nella tabella, così che sia visibile a colpo d'occhio per ogni giorno quante sono le ore in cui l'impianto produce energia.

Infine, nell'ultima colonna, si controlla che il valore di energia elettrica oraria calcolata sia minore del massimo valore di energia che può uscire dall'inverter in 1 ora, pari alla massima potenza ammissibile in uscita dall'inverter (6,552 kW), moltiplicata per 1 ora (Capitolo 5). Tale controllo risulta necessario in quanto l'inverter, utilizzato nel caso studio considerato, è sottodimensionato rispetto alla taglia nominale dell'impianto (7,6 kW_p), ma tuttavia risulta sempre verificato; se così non fosse significherebbe che in quella determinata ora si sta sovrastimando la quantità di energia che in realtà al massimo l'impianto può produrre.

Come si può notare dall'osservazione della tabella in Figura 29, tutti i parametri considerati sono calcolati con un intervallo di 1 ora, tra il precedente e il successivo, in quanto i dati di partenza con cui vengono effettuati i calcoli sono i dati di irradianza orari, del TMY, scaricati da PVGIS.

Inoltre, vale la pena sottolineare che in automatico il foglio "Stima produzione FV" riconosce se febbraio, del TMY utilizzato, presenta 28 o 29 giorni e adatta la tabella che viene creata in questo foglio di conseguenza; nel caso studio preso in esame nel lavoro di tesi, febbraio del TMY utilizzato è febbraio dell'anno 2006, caratterizzato da 28 giorni.

In totale la tabella presente nel foglio "Stima produzione FV" (Figura 29) presenterà 8760 righe (= 365 giorni · 24 ore/giorno), una per ogni ora di ogni giorno dell'anno, più la prima riga, che fa da legenda al contenuto di ogni colonna. Per via dell'elevata quantità di dati contenuti in questa tabella, essa non è riportata interamente in questo lavoro di tesi. Tuttavia, questi valori di energia oraria, che si stima l'impianto fotovoltaico produca, sono stati analizzati nel dettaglio per valutare quale sia il valore di potenza massima raggiunto in ciascun mese del TMY (Tabella 15), come era già stato fatto nel Capitolo 6.

	Potenza max in uscita dall'inverter [kW]	raggiunta alle ore (UTC+1)	del giorno
Gennaio	4,44	10:00	24
Febbraio	4,99	11:00	26
Marzo	5,80	10:00	26
Aprile	5,95	10:00	18
Maggio	6,03	10:00	16
Giugno	6,04	10:00	28
Luglio	5,84	10:00	04
Agosto	5,72	10:00	11
Settembre	5,45	10:00	01
Ottobre	5,19	10:00	01
Novembre	4,24	10:00	27
Dicembre	4,08	10:00	01

TABELLA 15: POTENZA MASSIMA RAGGIUNTA NEI MESI DEL TMY

Infine, nell'ultimo foglio "Medie mensili" del file "Analisi" (Figura 30), in automatico viene calcolata l'energia oraria media mensile, che si stima l'impianto FV produca, per tutti i mesi del TMY considerato.

Prima però, appena si apre il foglio "Medie mensili" è necessario selezionare, dal menù a tendina nella casella bianca D1, se il mese di Febbraio del TMY considerato ha 28 o 29 giorni, così in automatico il foglio di calcolo potrà applicare la formula corretta per il calcolo dell'energia oraria media di ogni mese, tenendo conto dei dati a disposizione e del numero di giorni dell'anno, se 365 o 366; nel caso studiato nel lavoro di tesi, come già detto, febbraio del TMY usato è febbraio dell'anno 2006, che presenta 28 giorni e quindi dal menù a tendina è stato selezionato 28 (Figura 30).

Febbraio usato nel TMY ha:		28 giorni		--> Medie calcolate considerando Febbraio di 28 giorni									
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	
00:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
01:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
02:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
03:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
04:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
05:00:00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,83	0,99	0,97	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00	
06:00:00	0,00	0,00	0,46	1,56	2,17	2,24	2,24	1,83	0,92	0,00	0,00	0,00	
07:00:00	0,00	0,58	2,14	2,87	3,27	3,26	3,56	3,02	2,16	0,81	0,30	0,00	
08:00:00	2,14	2,12	3,03	4,10	3,89	4,37	4,22	4,17	2,99	1,69	1,29	2,15	
09:00:00	2,79	2,64	3,68	4,59	4,52	4,79	5,09	4,84	3,42	2,25	1,28	2,80	
10:00:00	3,10	3,03	3,61	4,82	4,53	4,97	5,04	5,04	3,43	2,52	1,46	2,95	
11:00:00	2,96	3,01	3,79	4,54	4,24	4,60	4,67	4,83	3,55	2,49	1,56	2,62	
12:00:00	2,53	2,32	3,35	4,28	3,59	4,11	4,09	4,32	3,08	2,05	1,36	2,15	
13:00:00	1,82	1,98	2,62	3,51	3,01	3,46	3,43	3,49	2,50	1,70	0,90	1,51	
14:00:00	0,90	1,23	1,80	2,27	2,27	2,56	2,60	2,41	1,64	1,06	0,49	0,57	
15:00:00	0,13	0,41	0,85	1,17	1,42	1,62	1,62	1,29	0,80	0,42	0,12	0,01	
16:00:00	0,00	0,09	0,30	0,49	0,67	0,67	0,70	0,51	0,37	0,13	0,00	0,00	
17:00:00	0,00	0,00	0,02	0,20	0,37	0,48	0,43	0,31	0,05	0,00	0,00	0,00	
18:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,19	0,15	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	
19:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
20:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
21:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
22:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
23:00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	

FIGURA 30: FOGLIO "MEDIE MENSILI" FILE "ANALISI" – CASO STUDIO ANALIZZATO NEL PROGETTO DI TESI

Osservando la Figura 30, si nota che il foglio "Medie mensili" presenta una tabella sulla sinistra, contenente i valori numerici dell'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto FV, calcolata in kWh per tutti i mesi del TMY considerato; invece sulla destra (non visibile in figura, ma riportato più in basso) i valori dell'energia oraria media mensile, espressi nella tabella, sono rappresentati in forma grafica (Grafico 5).

Inoltre, in questo foglio "Medie mensili", viene anche realizzata la Tabella 16, qui sotto riportata, che consente di osservare in modo più chiaro i valori di energia oraria media mensile, prodotta dell'impianto FV.

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	2,14	2,79	3,10	2,96	2,53	1,82	0,90	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,00	0,58	2,12	2,64	3,03	3,01	2,32	1,98	1,23	0,41	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,46	2,14	3,03	3,68	3,61	3,79	3,35	2,62	1,80	0,85	0,30	0,02	0,00	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,10	1,56	2,87	4,10	4,59	4,82	4,54	4,28	3,51	2,27	1,17	0,49	0,20	0,00	0,00	0,00
Maggio	0,00	0,83	2,17	3,27	3,89	4,52	4,53	4,24	3,59	3,01	2,27	1,42	0,67	0,37	0,06	0,00	0,00
Giugno	0,04	0,99	2,24	3,26	4,37	4,79	4,97	4,60	4,11	3,46	2,56	1,62	0,67	0,48	0,19	0,00	0,00
Luglio	0,01	0,97	2,24	3,56	4,22	5,09	5,04	4,67	4,09	3,43	2,60	1,62	0,70	0,43	0,15	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,36	1,83	3,02	4,17	4,84	5,04	4,83	4,32	3,49	2,41	1,29	0,51	0,31	0,02	0,00	0,00
Settembre	0,00	0,00	0,92	2,16	2,99	3,42	3,43	3,55	3,08	2,50	1,64	0,80	0,37	0,05	0,00	0,00	0,00
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,81	1,69	2,25	2,52	2,49	2,05	1,70	1,06	0,42	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,30	1,29	1,28	1,46	1,56	1,36	0,90	0,49	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15	2,80	2,95	2,62	2,15	1,51	0,57	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 16: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS

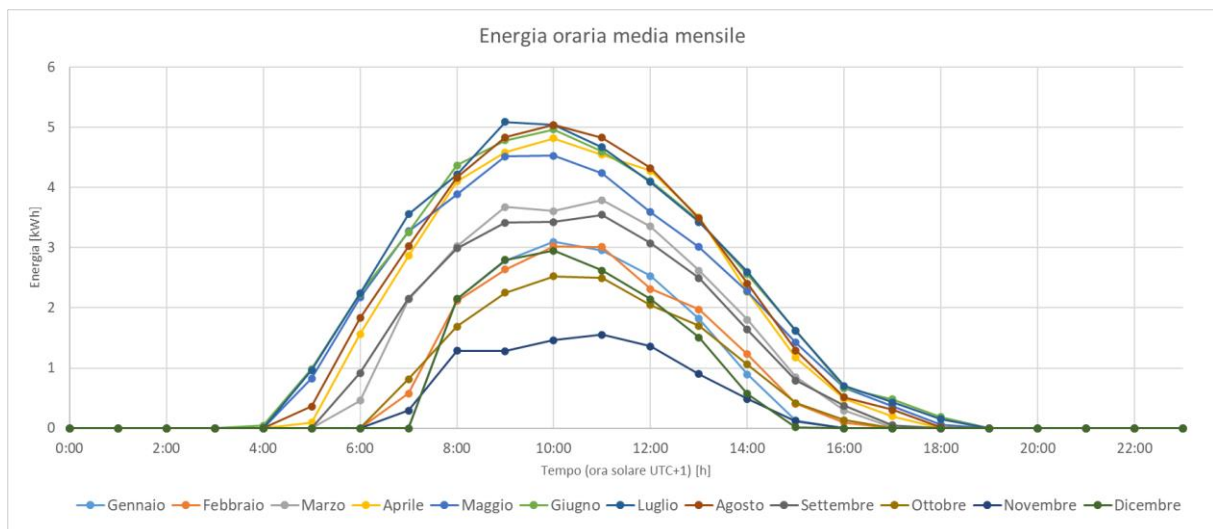


GRAFICO 5: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS

Osservando la Tabella 16 e il Grafico 5, è possibile notare che i mesi in cui si stima che l'impianto fotovoltaico produca energia per il minor numero di ore sono i mesi di gennaio e dicembre (dalle 8:00 alle 14:00/15:00), mentre invece quelli in cui si stima che produca energia per il maggior numero di ore sono i mesi da maggio ad agosto (dalle 05:00 alle 17:00/18:00). Inoltre, è possibile osservare che l'energia oraria media mensile stimata raggiunge il suo valore massimo intorno alle 10:00 (ora solare UTC+1) in tutti i mesi dell'anno, tranne a febbraio alle 11:00 (ora solare UTC+1) e a luglio alle 9:00 (ora solare UTC+1); tale anticipo del valore massimo di energia media che si stima l'impianto produca è dovuto all'orientazione a Sud-Est dei suoi moduli fotovoltaici ed è già stato discusso in questo capitolo.

Degno di nota è ancora che i valori medi di energia che si stima l'impianto produca nella prima e/o seconda ora di produzione, al mattino, sono decisamente notevoli (in alcuni mesi si raggiungono valori addirittura sopra i 2 kWh già alle 6:00 del mattino), questo in parte è dovuto al fatto che i valori di energia stimati sono sempre riferiti all'ora solare, anche nei mesi in cui in realtà è presente l'ora legale, come spiegato all'inizio del capitolo (per questo motivo nel Capitolo 9, nei mesi in cui è attiva l'ora legale, i valori di energia stimati saranno traslati di un'ora in avanti).

Da un'osservazione attenta emerge che i valori di energia oraria medi stimati per il mese di maggio sono inferiori a quelli stimati per il mese di aprile, dalle 8:00 alle 13:00, situazione analoga a ciò che già accadeva nei dati monitorati.

In conclusione, emerge con chiarezza come il mese di novembre sia il mese in cui si stima che i valori di energia oraria media mensile, prodotti dall'impianto fotovoltaico in ciascun'ora del giorno, siano inferiori rispetto a quelli prodotti in tutti gli altri mesi del TMY utilizzato.

In seguito, a partire dai valori di energia oraria media mensile stimati, sono stati anche calcolati i valori di energia media mensile stimata (Tabella 17) e di energia annuale media stimata (Tabella 18).

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
507,05	486,96	794,93	1034,65	1080,09	1149,73	1203,23	1129,48	746,50	468,98	262,71	457,46

TABELLA 17: STIMA DELL'ENERGIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS

Energia annua	9322	kWh
Energia annua (escluso settembre):	8575	kWh

TABELLA 18: STIMA DELL'ENERGIA ANNUALE MEDIA [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS

Osservando la Tabella 17 è possibile notare che il mese in cui in media si stima sia prodotta più energia è il mese di luglio, con un valore di energia media mensile stimata di 1203,23 kWh; dall'altra parte invece il mese con il valore più basso di energia media mensile stimata è il mese di novembre, con una produzione media di solo 262,71 kWh.

Il valore di energia media annuale che si stima l'impianto produca è pari a 9321,76 kWh (Tabella 18).

7.2 ANALISI CONDIZIONI METEOROLOGICHE DEI GIORNI DEL TMY

In questo paragrafo, allo stesso modo di come già era stato fatto nel paragrafo omonimo del Capitolo 6, vengono analizzate quali sono state le condizioni meteorologiche di ciascun giorno che compone il TMY, riferendosi ai dati forniti dalla stazione meteorologica dell'Arpa Piemonte [29] e quelli, per la località di San Mauro Torinese, forniti dai siti "3B Meteo" [30] e "IlMeteo.it" [31]. Tali dati meteorologici sono poi stati ulteriormente confrontati con i dati di irradianza di ciascun giorno del TMY creato, forniti da PVGIS [32], al fine di definire con precisione, per ogni mese del TMY considerato, quanti e quali sono stati i giorni di sole, nuvolosi e di pioggia.

In Tabella 19 e Tabella 20 si riporta la condizione climatica caratteristica di ciascun giorno del TMY analizzato.

	Gennaio 2017	Febbraio 2006	Marzo 2009	Aprile 2011	Maggio 2012	Giugno 2018
1	sereno	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	sereno
2	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	prevalentemente soleggiato
3	sereno	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	temporale
4	sereno	nubi sparse	pioggia	nubi sparse	temporale e schiarite	pioggia e schiarite
5	sereno	coperto	pioggia	prevalentemente soleggiato	pioggia	parzialmente coperto
6	sereno	nubi sparse	parzialmente coperto	sereno	coperto	temporale
7	sereno	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	sereno	prevalentemente soleggiato	temporale e schiarite
8	sereno	parzialmente coperto	nubi sparse	sereno	pioggia	pioggia
9	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	sereno	parzialmente coperto	nubi sparse
10	neve	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	sereno	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto
11	coperto	prevalentemente soleggiato	sereno	prevalentemente soleggiato	sereno	pioggia e schiarite
12	neve	prevalentemente soleggiato	sereno	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	temporale e schiarite
13	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	sereno	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	pioggia debole
14	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	nubi sparse	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato
15	sereno	coperto	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	nubi sparse	nubi sparse
16	prevalentemente soleggiato	nebbia	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	sereno	prevalentemente soleggiato
17	coperto	sereno, nebbia al mattino	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	pioggia
18	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	pioggia	temporale e schiarite
19	parzialmente coperto	pioggia mista a neve	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	pioggia	prevalentemente soleggiato
20	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	pioggia e schiarite	prevalentemente soleggiato	pioggia	prevalentemente soleggiato
21	sereno	pioggia	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	pioggia	prevalentemente soleggiato
22	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	sereno	parzialmente coperto	pioggia debole	temporale e schiarite
23	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	sereno	pioggia	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto
24	sereno	pioggia	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto
25	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	pioggia e schiarite	nubi sparse
26	coperto	parzialmente coperto	sereno	temporale	pioggia debole	nubi sparse
27	coperto	coperto	prevalentemente soleggiato	temporale	temporale	prevalentemente soleggiato
28	pioggia debole	pioggia e schiarite	pioggia	pioggia debole	parzialmente coperto	parzialmente coperto
29	nebbia	-	pioggia debole	pioggia debole	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato
30	nebbia	-	pioggia debole	pioggia	prevalentemente soleggiato	sereno
31	nebbia	-	pioggia	-	nubi sparse	-

TABELLA 19: CONDIZIONE CLIMATICA PREVALENTE DI CIASCUN GIORNO DEL TMY CONSIDERATO, DA GENNAIO A GIUGNO [29], [30], [31]

	Luglio 2020	Agosto 2011	Settembre 2006	Ottobre 2005	Novembre 2018	Dicembre 2016
1	temporale e schiarite	nubi sparse	sereno	sereno	pioggia	prevalentemente soleggiato
2	temporale e schiarite	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	pioggia	pioggia e schiarite	sereno
3	temporale e schiarite	prevalentemente soleggiato	prevalentemente soleggiato	pioggia	pioggia debole	pioggia debole
4	prevalentemente soleggiato	sereno	sereno	temporale	pioggia debole	coperto
5	prevalentemente soleggiato	temporale	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	pioggia e schiarite	parzialmente coperto
6	prevalentemente soleggiato	coperto	pioggia debole	pioggia	pioggia	sereno (nebbia al mattino)
7	nubi sparse	pioggia	temporale	pioggia	pioggia debole	prevalentemente soleggiato
8	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	temporale	parzialmente coperto	pioggia debole	sereno (nebbia al mattino)
9	prevalentemente soleggiato	sereno	temporale	prevalentemente soleggiato	pioggia e schiarite	nubi sparse
10	pioggia	sereno	nubi sparse	coperto	pioggia e schiarite	sereno
11	temporale e schiarite	prevalentemente soleggiato	coperto	coperto	pioggia e schiarite	parzialmente coperto
12	parzialmente coperto	parzialmente coperto	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato	nebbia	nebbia
13	coperto	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	coperto	parzialmente coperto	nebbia
14	parzialmente coperto	temporale	pioggia	prevalentemente soleggiato	nebbia	nebbia
15	temporale e schiarite	pioggia	temporale	parzialmente coperto	nebbia	nebbia
16	nubi sparse	parzialmente coperto	temporale	nubi sparse	pioggia	nebbia
17	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	pioggia e schiarite	coperto	pioggia	prevalentemente soleggiato
18	pioggia e schiarite	nubi sparse	nebbia	pioggia debole	parzialmente coperto	prevalentemente soleggiato
19	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	nubi sparse	pioggia	pioggia e schiarite	pioggia debole
20	nubi sparse	sereno	parzialmente coperto	nebbia	pioggia	pioggia
21	pioggia	sereno	pioggia debole	nebbia	pioggia e schiarite	pioggia debole
22	temporale e schiarite	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	parzialmente coperto	nebbia	sereno
23	sereno	prevalentemente soleggiato	coperto	coperto	pioggia	sereno (nebbia al mattino)
24	temporale	nubi sparse	pioggia	prevalentemente soleggiato	pioggia debole	parzialmente coperto
25	sereno	nubi sparse	pioggia	coperto	pioggia e schiarite	parzialmente coperto
26	nubi sparse	parzialmente coperto	pioggia e schiarite	parzialmente coperto	pioggia debole	nubi sparse
27	parzialmente coperto	nubi sparse	nubi sparse	parzialmente coperto	sereno	sereno
28	temporale	sereno	nubi sparse	coperto	prevalentemente soleggiato	sereno
29	nubi sparse	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	parzialmente coperto	parzialmente coperto	coperto
30	temporale e schiarite	prevalentemente soleggiato	pioggia	nubi sparse	pioggia debole	parzialmente coperto
31	prevalentemente soleggiato	parzialmente coperto	-	pioggia	-	sereno (nebbia al mattino)

TABELLA 20: CONDIZIONE CLIMATICA PREVALENTE DI CIASCUN GIORNO DEL TMY CONSIDERATO, DA LUGLIO A DICEMBRE [29], [30], [31]

Ciascun giorno del TMY analizzato (Tabella 19 e Tabella 20), in base alle condizioni climatiche prevalenti di quel giorno, è stato inserito all'interno di una delle tre categorie di giorno di sole, nuvoloso o di pioggia, utilizzando gli stessi criteri già descritti e utilizzati nel paragrafo omonimo del Capitolo 6.

Di seguito in Tabella 21 si riporta il dettaglio della categorizzazione di ciascuno giorno del TMY considerato; invece, in Tabella 22 è riassunto, per ciascun mese del TMY, il numero di giorni di sole, nuvolosi e di pioggia, che lo caratterizzano.

	Gennaio 2017	Febbraio 2006	Marzo 2009	Aprile 2011	Maggio 2012	Giugno 2018	Luglio 2020	Agosto 2011	Settembre 2006	Ottobre 2005	Novembre 2018	Dicembre 2016
1	sole	sole	pioggia	sole	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso	sole	sole	pioggia	sole
2	nuvoloso	sole	nuvoloso	sole	pioggia	sole	sole	sole	nuvoloso	pioggia	pioggia	sole
3	sole	sole	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	pioggia
4	sole	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso
5	sole	nuvoloso	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso
6	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	sole	nuvoloso	pioggia	pioggia	pioggia	sole
7	sole	nuvoloso	sole	sole	sole	pioggia	nuvoloso	pioggia	pioggia	pioggia	pioggia	sole
8	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	pioggia	pioggia	sole	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	sole
9	sole	sole	sole	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	sole	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso
10	pioggia	sole	nuvoloso	sole	sole	nuvoloso	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	sole
11	nuvoloso	sole	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	nuvoloso
12	pioggia	sole	sole	sole	sole	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso
13	nuvoloso	sole	sole	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso	sole	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
14	sole	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso
15	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	pioggia	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
16	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	sole	sole	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso
17	nuvoloso	sole	sole	nuvoloso	sole	pioggia	sole	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	sole
18	sole	sole	sole	sole	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole
19	nuvoloso	pioggia	sole	sole	pioggia	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	pioggia	pioggia
20	sole	pioggia	pioggia	sole	pioggia	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	pioggia
21	sole	pioggia	sole	sole	pioggia	sole	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso	pioggia	pioggia
22	sole	pioggia	sole	nuvoloso	pioggia	sole	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole
23	sole	pioggia	sole	pioggia	sole	nuvoloso	sole	sole	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	sole
24	sole	pioggia	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso
25	sole	pioggia	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso
26	nuvoloso	nuvoloso	sole	pioggia	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso
27	nuvoloso	nuvoloso	sole	pioggia	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	sole	sole
28	pioggia	pioggia	pioggia	nuvoloso	nuvoloso	sole	pioggia	sole	nuvoloso	nuvoloso	sole	sole
29	nuvoloso	-	pioggia	pioggia	sole	sole	nuvoloso	sole	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso	nuvoloso
30	nuvoloso	-	pioggia	pioggia	sole	sole	pioggia	sole	pioggia	nuvoloso	pioggia	nuvoloso
31	nuvoloso	-	pioggia	-	nuvoloso	-	sole	nuvoloso	-	pioggia	-	sole

TABELLA 21: CATEGORIZZAZIONE IN GIORNO DI SOLE, NUVOLOSO O DI PIOGGIA, PER OGNI GIORNO DEL TMY CONSIDERATO

	Giorni di sole	Giorni nuvolosi	Giorni di pioggia
Gennaio 2017	18	10	3
Febbraio 2006	11	9	8
Marzo 2009	16	6	9
Aprile 2011	16	8	6
Maggio 2012	13	6	12
Giugno 2018	13	8	9
Luglio 2020	11	10	10
Agosto 2011	15	12	4
Settembre 2006	4	12	14
Ottobre 2005	5	17	9
Novembre 2018	2	7	21
Dicembre 2016	13	14	4

TABELLA 22: NUMERO DI GIORNI DI SOLE, NUVOLOSI E DI PIOGGIA IN CIASCUN MESE DEL TMY CONSIDERATO

Osservando la Tabella 22 salta subito all'occhio come il mese caratterizzato dal maggior numero di giorni di sole, ben 18, sia gennaio, contro ogni previsione; sebbene anche i mesi primaverili di marzo e aprile e il mese estivo di agosto siano caratterizzati da un elevato numero di giorni di sole, rispettivamente 16, 16 e 15. Invece è curioso che luglio, sebbene sia un mese estivo, sia caratterizzato da solo 11 giorni di sole e 10 giorni nuvolosi e 10 di pioggia. Il mese più nuvoloso risulta essere ottobre, con 17 giorni nuvolosi e invece il più piovoso novembre, con ben 21 giorni di pioggia, caratterizzato inoltre dal minor numero di giorni di sole rispetto a tutti gli altri, solo 2.

L'analisi svolta in questo paragrafo, sulle condizioni meteorologiche tipiche di ciascun mese del TMY considerato, sarà utile più avanti nel Capitolo 9, insieme alla medesima analisi svolta sul periodo in cui è stato monitorato l'impianto fotovoltaico studiato (fatta nel Capitolo 6), al fine di poter svolgere con maggior precisione un confronto tra i due.

CAPITOLO 8:

MODELLO DI STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ CON UN SOFTWARE

In questo capitolo sono illustrati, nel dettaglio, i passaggi che sono stati eseguiti per stimare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico analizzato, attraverso l'utilizzo di un software di progettazione fotovoltaica. In particolare, in questo lavoro di tesi, come software di progettazione è stato utilizzato Solarius-PV (della ACCA software), in quanto questo è il software utilizzato dall'azienda, in cui ho svolto l'esperienza di tirocinio e con la quale ho collaborato per il mio progetto di tesi.

Solarius-PV è un software completo, sviluppato dall'azienda ACCA softwares, adatto alla progettazione, sia dal punto di vista tecnico sia economico, di impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica, di qualsiasi tipo e dimensione, con o senza sistemi di accumulo. Esso utilizza il database climatico di PVGIS, per calcolare l'irraggiamento solare specifico del sito di installazione, a partire dal quale successivamente esegue diverse simulazioni per prevedere la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico progettato. Inoltre, tale software permette di disegnare l'impianto, attraverso una progettazione 3D, partendo da zero, da progetti DXF/DWG o da modelli BIM, consentendo così di visualizzare l'impianto in modo realistico e di valutarne anche l'impatto estetico e funzionale. In aggiunta, include strumenti per stimare i costi di installazione, di manutenzione e operativi e se necessario è in grado di fornire valutazioni economiche dettagliate, calcolando il tempo di ritorno sull'investimento e altri indicatori economici [34].

Qui di seguito sono riportate, suddivise per paragrafi, tutte le scelte eseguite nella realizzazione del progetto fotovoltaico del caso studio preso in esame nel lavoro di tesi, attraverso l'utilizzo del software Solarius-PV.

Per prima cosa, per realizzare il progetto fotovoltaico sul software è stato necessario creare un nuovo documento e al momento della creazione selezionare, tra le possibili scelte, "impianto monofase in BT" localizzato in Italia, così da essere concordi con le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico analizzato.

8.1 LOCALITÀ

Inizialmente è stata scelta la località in cui l'impianto risulta essere ubicato, che è San Mauro Torinese. Il software grazie alla scelta della località fornisce i valori di irradianza giornaliera medi mensili, sul piano orizzontale, tipici di quella zona, prendendo lo storico di dati della fonte UNI 10349; oppure in alternativa è possibile creare una nuova località inserendo le coordinate specifiche del luogo in esame, permettendo così al software di importare i dati di irradianza oraria medi mensili della zona da PVGIS. In questo caso si è deciso di procedere utilizzando i dati di irradianza di PVGIS, molto più attendibili rispetto a quelli della fonte UNI 10349.

Di seguito vengono riportati i dati di irradianza giornaliera e oraria, medi mensili, sul piano orizzontale, forniti da PVGIS e utilizzati come dati di partenza dal software Solarius (Figura 31, Figura 32)

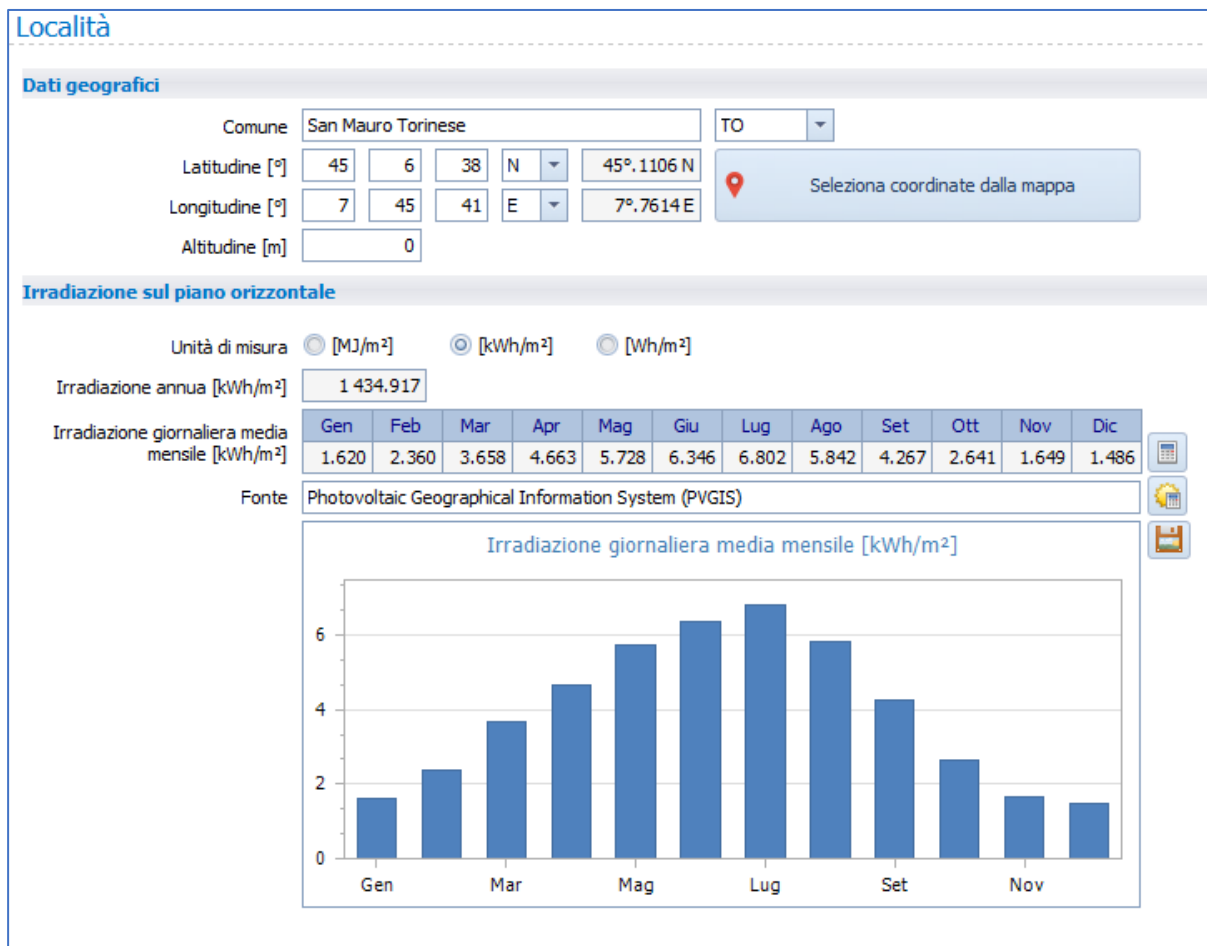


FIGURA 31: IRRADIANZA GIORNALIERA MEDIA MENSILE SUL PIANO ORIZZONTALE, PER SAN MAURO TORINESE, UTILIZZATI DA SOLARIUS (FONTE PVGIS)

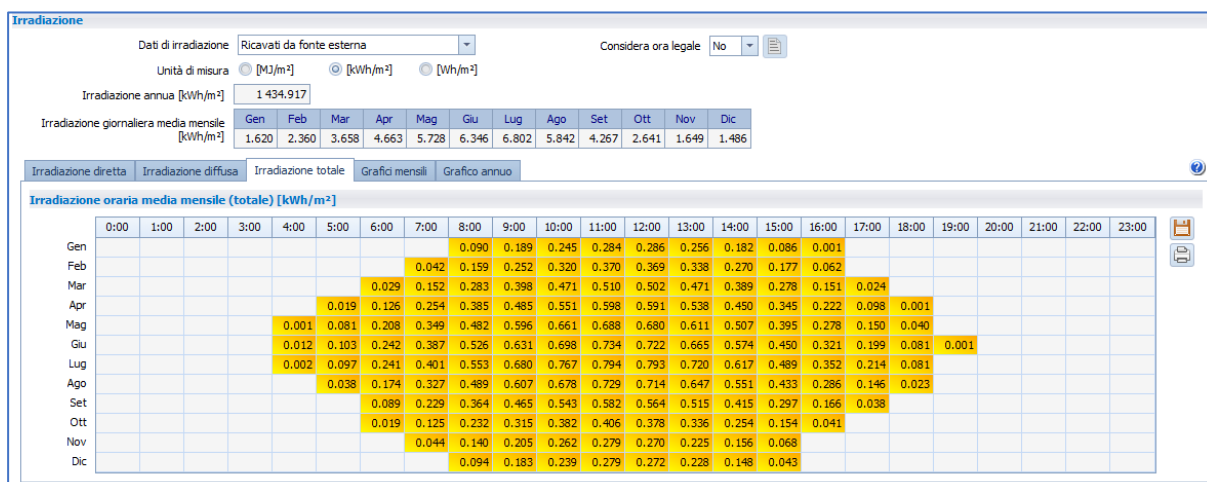


FIGURA 32: IRRADIANZA ORARIA MEDIA MENSILE SUL PIANO ORIZZONTALE, PER SAN MAURO TORINESE, UTILIZZATA DA SOLARIUS (FONTE PVGIS)

Osservando la Figura 32, si può notare che è stato selezionato di non considerare l'ora legale, al fine di ottenere i valori di irradianza (e poi quindi di producibilità dell'impianto fotovoltaico) sempre riferiti all'ora solare (UTC+1 in Italia), come accade nel modello di stima della producibilità mediante l'utilizzo della formula teorica (Capitolo 7).

8.2 OMBREGGIAMENTO E RIFLETTANZA

Successivamente osservando la zona limitrofa all'edificio su cui è installato l'impianto fotovoltaico analizzato, si nota che sono presenti delle colline a Sud-Est dell'impianto fotovoltaico che potrebbero ridurre l'irradianza che raggiunge i moduli nelle prime ore del mattino, come già descritto nel paragrafo 5.1 del Capitolo 5, inerente alla descrizione del luogo circostante l'impianto fotovoltaico studiato.

All'interno del software di progettazione Solarius è possibile tenere conto della presenza di tale collina e del suo possibile effetto riportando all'interno del diagramma solare, del luogo considerato, le foto del paesaggio circostante l'abitazione e ripassando in rosso il bordo della suddetta collina presente (Figura 33). Dopo aver fatto ciò, in automatico il software calcola l'effetto dovuto alla presenza di tale collina, determinando un coefficiente di ombreggiamento globale, in questo caso di 0,995 (approssimato a 1,00 in Figura 33); inoltre terrà conto nei calcoli successivi della riduzione dell'irradianza giornaliera media mensile, per effetto di questa collina all'orizzonte.

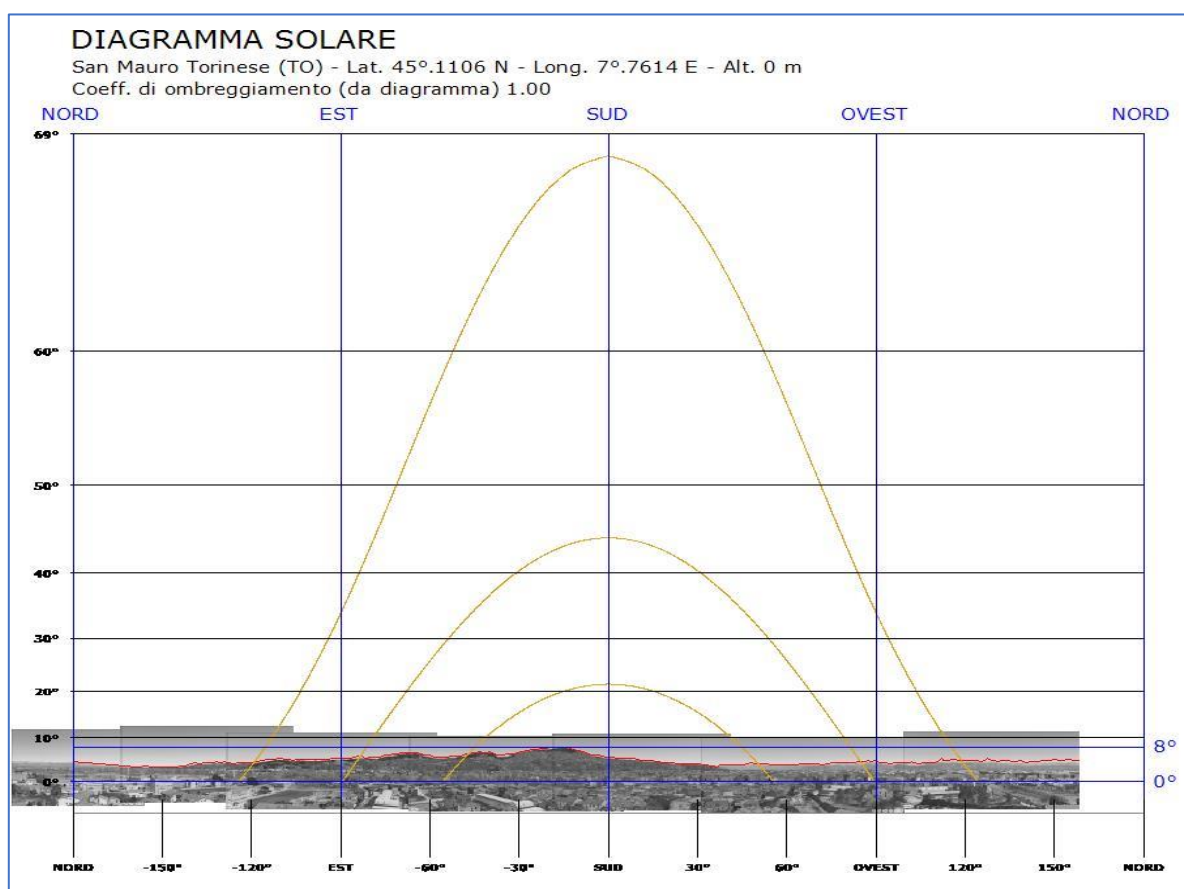


FIGURA 33: DIAGRAMMA SOLARE DEL LUOGO IN ESAME CONSIDERANDO GLI EFFETTI DEL PAESAGGIO CIRCOSTANTE

Inoltre, in questa sezione del software è anche possibile definire un valore di riflettanza caratteristico della zona considerata. Sulla base della tabella dei valori di riflettanza per diverse superfici, riportata nella norma UNI 10349-1 (Figura 34) e attraverso l'osservazione da Google Earth della zona limitrofa al sito considerato, inizialmente è stato scelto un valore di riflettanza molto alto di 0,60 (corrispondente a superfici chiare di edifici), poiché nei pressi del tetto dell'edificio considerato ci sono dei tetti a cupola e a falda di colore bianco, che si è supposto potrebbero aumentare notevolmente la quantità di irradianza riflessa sui moduli fotovoltaici (Figura 35). Tuttavia, nel Capitolo 9, in cui vengono svolti i confronti tra le diverse strategie utilizzate per stimare la producibilità, ci si è accorti che la quantità di energia che il software Solarius stima l'impianto produca, utilizzando un fattore di riflettanza pari a 0,6, risulta sovrastimare la quantità di energia realmente prodotta dall'impianto, osservata analizzando i dati di monitoraggio. Per questo motivo, ritornando sui propri passi, si è deciso di utilizzare un valore di riflettanza più basso di solo 0,13, corrispondente a tetti o terrazze in bitume (Figura 34), in quanto inoltre da un'osservazione più dettagliata dell'ambiente circostante l'edificio considerato emerge come i tetti bianchi, precedentemente supposti influire sulla riflettanza, in realtà non sono di un bianco lucente, come appare su Google Earth e inoltre sono spostati a destra rispetto alla zona in cui sono stati installati i moduli fotovoltaici.

Riflettanza

Riflettanza media annuo

Attiva

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Riflettanza media mensile	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13

Valori di riflettanza per diverse superfici (UNI 10349-1)

Neve (caduta di fresco o con film di ghiaccio)	0.75
Superfici acquose	0.07
Suolo (creta, marne)	0.14
Strade sterrate	0.04
Bosco di conifere di inverno	0.07
Bosco in autunno/campi con raccolti maturi e piante	0.26
Asfalto invecchiato	0.10
Calcestruzzo invecchiato	0.22
Foglie morte	0.30
Erba secca	0.20
Erba verde	0.26
Tetti o terrazze in bitume	0.13
Pietrisco	0.20
Superfici scure di edifici (mattoni scuri, vernici scure, ...)	0.27
Superfici chiare di edifici (mattoni chiari, vernici chiare, ...)	0.60

FIGURA 34: DEFINIZIONE DEL VALORE DI RIFLETTANZA



FIGURA 35: TETTI BIANCHI NEI PRESSI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO (INDICATO CON UN SEGNALINO IN ROSSO LA POSIZIONE DELL'IMPIANTO FV)

La continuazione del progetto, attraverso l'utilizzo del software Solarius, illustrata nei paragrafi successivi, è stata eseguita utilizzando il valore di riflettanza scelto pari a 0,13; tuttavia per completezza, al termine di questo capitolo è stato realizzato un paragrafo in cui verranno mostrati i risultati e si analizzerà la producibilità dell'impianto stimata dal software Solarius, sia nel caso con riflettanza di 0,13, che è stato infine scelto, sia nel caso con riflettanza 0,60, inizialmente considerato e poi scartato.

8.3 MODELLAZIONE 3D DELL'EDIFICIO E PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO FV

Dopo aver definito i parametri descritti nei paragrafi precedenti, è possibile iniziare la progettazione vera e propria dell'impianto fotovoltaico. Per prima cosa si sceglie se l'impianto fotovoltaico che si vuole realizzare sarà in monofase o trifase e se sarà allacciato alla rete elettrica in bassa tensione o in media tensione; queste scelte vengono effettuate in base alla potenza di picco dell'impianto da progettare. L'impianto fotovoltaico analizzato in questo lavoro di tesi è stato realizzato monofase, in bassa tensione (Figura 36), in quanto la potenza di picco dei moduli fotovoltaici è di 7,6 kW_p e l'inverter utilizzato da 6 kW. Il simbolo di attenzione che appare in Figura 36, di lato alla tipologia di allaccio, è solo dovuto al fatto che il software ricorda di controllare che l'impianto effettivamente rientri nella categoria assegnata, alla fine del progetto.

PROGETTAZIONE IMPIANTO BIM

Dati generali

Nome: Codice POD:

Descrizione del sito:

Indirizzo:

Comune: Provincia: CAP:

Configurazione

Tipologia allaccio: ⚠

Tipologia impianto: Gestione sezioni

Accumulo

Sistema di accumulo: ⓘ

FIGURA 36: DEFINIZIONE DEI PARAMETRI DI BASE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO

Nel caso analizzato nel lavoro di tesi, il sistema di accumulo in realtà è presente, ma tuttavia non è considerato nel modello ricreato su Solarius, dove è segnato come assente (Figura 36), in quanto non è di interesse la sua presenza o meno per l'analisi svolta in questo lavoro di tesi, che mira a trovare la migliore corrispondenza possibile tra i dati di monitoraggio di un impianto reale e i dati di producibilità dello stesso impianto stimati in fase di progetto.

Successivamente si procede alla progettazione dell'impianto BIM, cliccando sull'omonimo tasto in Figura 36, in cui viene modellato in 3D l'edificio, su cui sono posizionati i moduli fotovoltaici.

Per prima cosa viene realizzato l'edificio in pianta, riferendosi alle misure reali dell'edificio considerato (Figura 37 a sinistra). Poi viene scelto l'orientamento dell'edificio (cioè dov'è il nord), cosicché che esso sia posizionato in modo corretto rispetto ai punti cardinali; questo viene fatto posizionando una bussola sulla planimetria e ruotandola di 60° ovest, in modo che la falda del tetto, su cui sono installati i moduli fotovoltaici, risulti orientata di 60° a est (cioè -60°) (Figura 37 a sinistra).

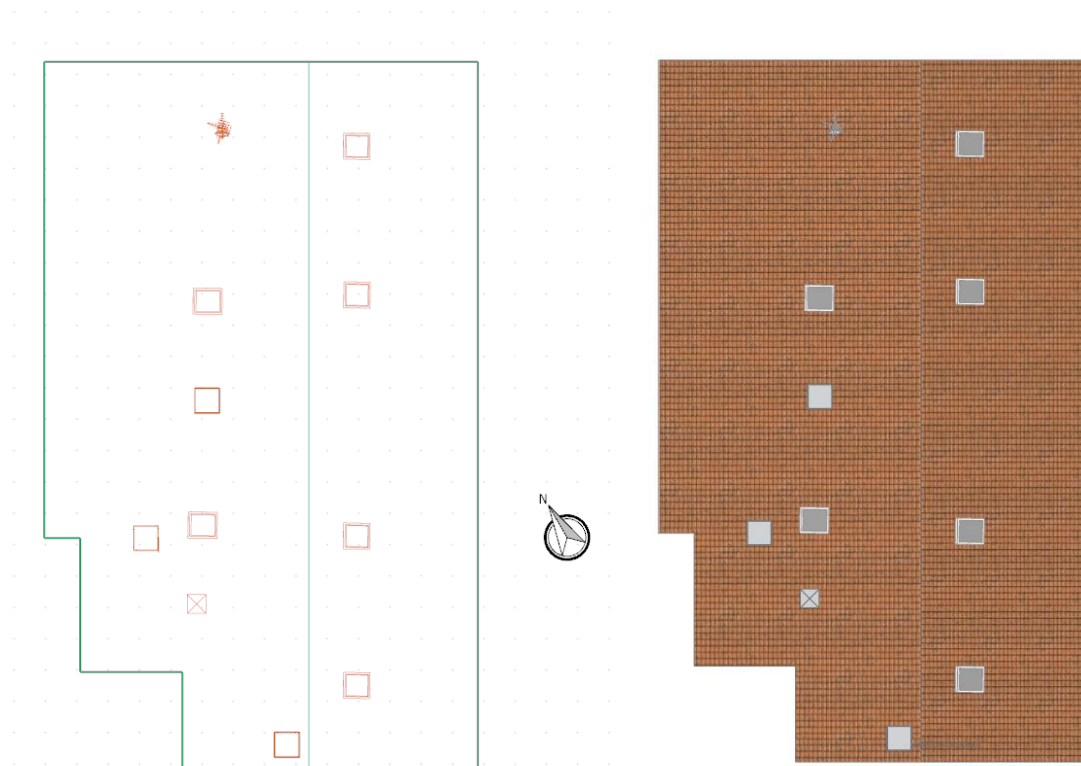


FIGURA 37: PIANTE DELL'EDIFICIO E DEFINIZIONE DELL'ORIENTAMENTO (A SINISTRA); EDIFICIO CON OSTACOLI SUL TETTO, VISTO DALL'ALTO (A DESTRA)

In seguito, viene realizzato il 3D dell'edificio, con l'aggiunta di eventuali ostacoli sul tetto, quali camini, lucernari e antenne, presenti sulle due falde del tetto (Figura 37 a destra, Figura 38 e Figura 39).

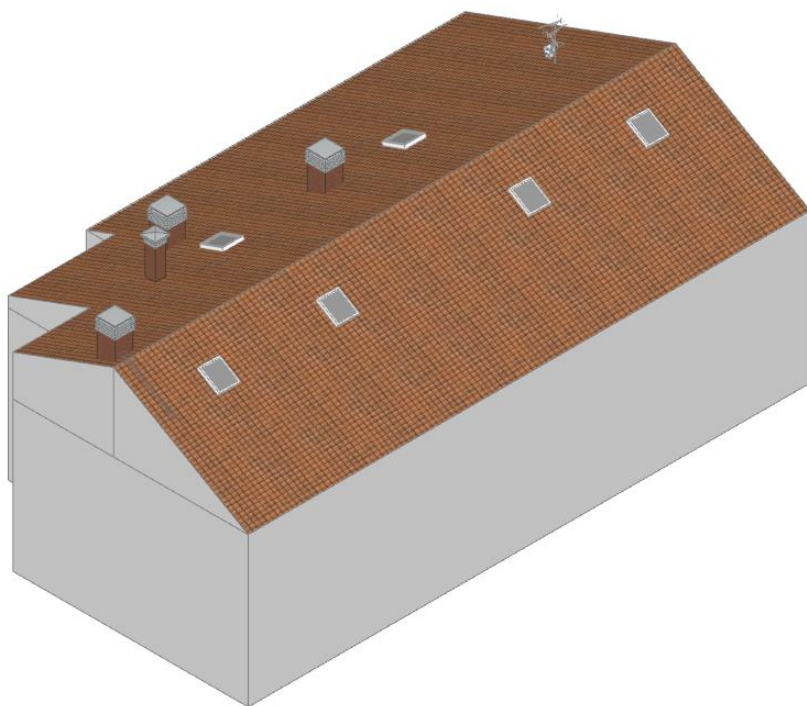


FIGURA 38: VISTA 3D DELL'EDIFICIO CONSIDERATO

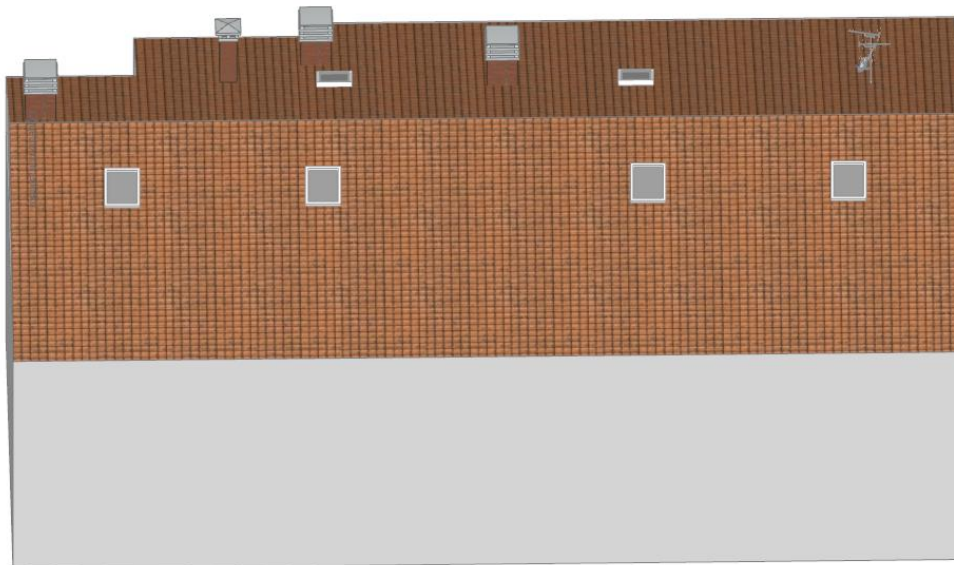


FIGURA 39: VISTA 3D DELLA FALDA A SUD-EST DEL TETTO

Dopo avere realizzato il modello 3D dell'edificio, si procede con la progettazione del campo fotovoltaico (Figura 40). Per prima cosa si sceglie la falda del tetto su cui posizionare i moduli, in questo caso quella a Sud-Est (Figura 39) e poi come i moduli sono posizionati, in questo caso complanari alla superficie e con struttura di sostegno fissa; infine si verifica che l'azimut e il tilt mostrati dal programma siano quelli corretti: azimut = -60° e tilt = 30° (il software inserisce di default i valori di tilt e azimut della falda del tetto selezionata) (Figura 40).

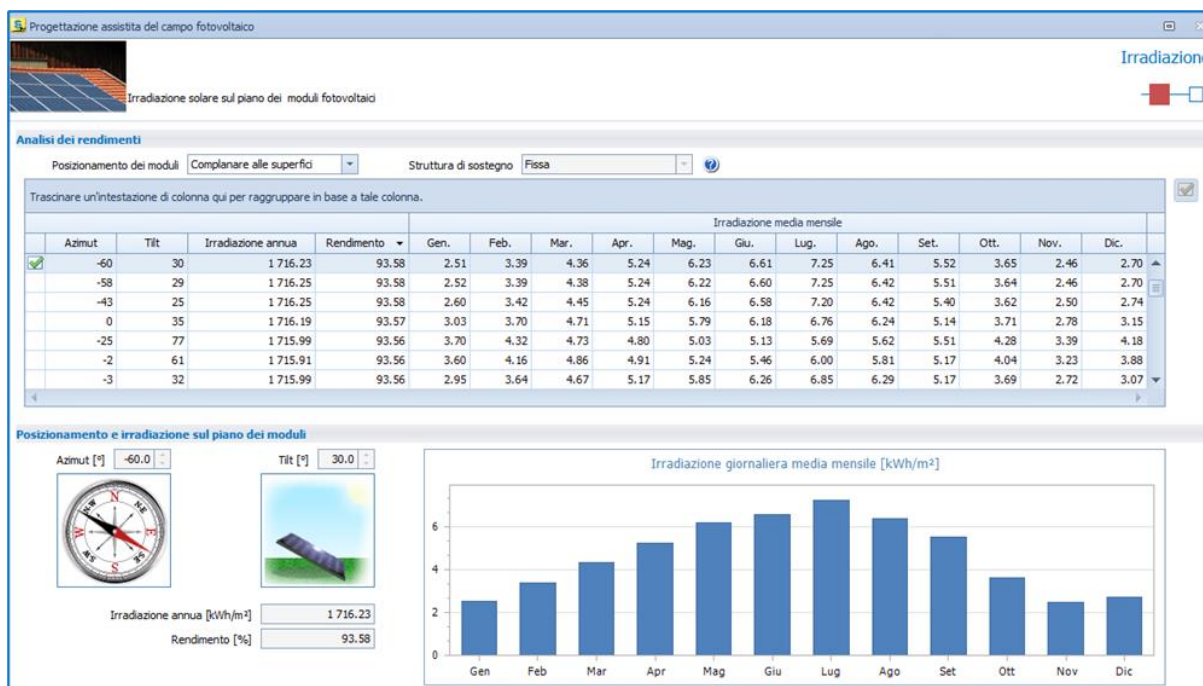


FIGURA 40: PROGETTAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO – POSIZIONAMENTO DEI MODULI

Successivamente si sceglie il criterio di progettazione utilizzato per la scelta del tipo e numero di moduli fotovoltaici da installare (Figura 41); questo criterio può essere: potenza massima, potenza specificata, energia annua massima, energia annua specificata. In questo caso, visto che si procede alla progettazione di un impianto già esistente è stato selezionato “potenza specificata”, inserendo la potenza specifica dell’impianto fotovoltaico esistente di 7,6 kW. Si definisce ancora la distanza tra le file, impostata a 0,02 m, la distanza tra i moduli, impostata anch’essa a 0,02 m e la disposizione dei moduli (in questo caso verticale). Dopo aver definito il tipo di BOS (= Balance Of System), che può essere standard o con ottimizzatori (in questo caso con ottimizzatori), premendo il tasto “calcola” in Figura 41, il software mostra tutte le opzioni disponibili per i criteri scelti, nell’intorno della potenza selezionata, tra cui si può scegliere (Figura 43).

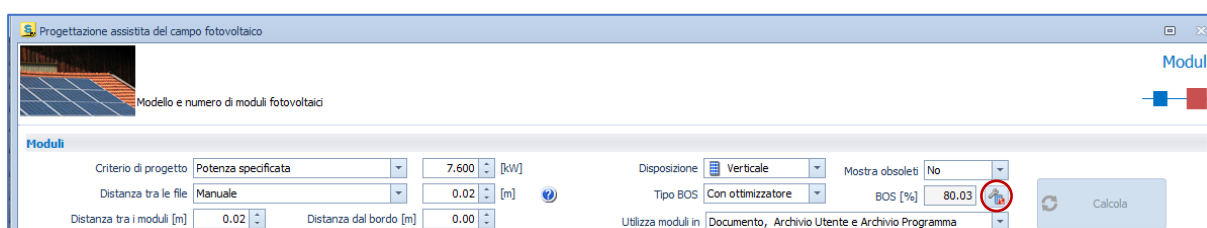


FIGURA 41: DEFINIZIONE DEI PARAMETRI CHE INFLUENZANO LA SCELTA DEL TIPO E NUMERO DI MODULI FOTOVOLTAICI UTILIZZATI

Cliccando sull’icona di lato al valore del BOS (cerchiata in rosso in Figura 41) è possibile vedere come questo è calcolato (Figura 42).

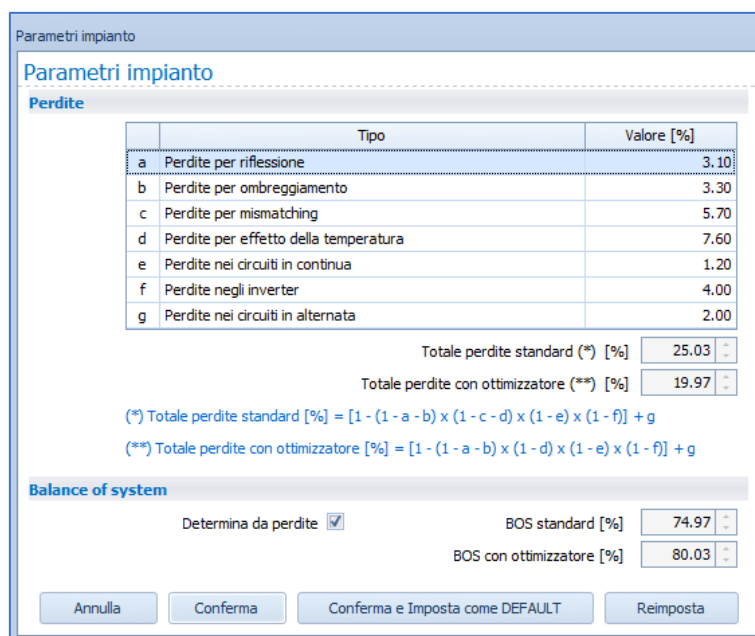


FIGURA 42: PARAMETRI USATI PER IL CALCOLO DEL BOS (=BALANCE OF SYSTEM)

Osservando le due formule in Figura 42 di “Totale perdite standard” e “Totale perdite con ottimizzatore” è possibile notare come l’unica differenza tra le due sia che, con la presenza dell’ottimizzatore, non si considerano le perdite per mismatching, che ad esempio si verificano quando solo uno dei moduli connessi alla stessa stringa è in ombra e quindi produce meno

corrente, costringendo tutti gli altri moduli nella stessa stringa ad adattarsi al suo valore corrente (poiché i moduli di una stessa stringa sono connessi in serie) e riducendo così la quantità di energia che la stringa sarebbe in realtà in grado di produrre. Queste perdite, infatti, sono evitate proprio grazie alla presenza degli ottimizzatori, che consentono di massimizzare la produzione di potenza attiva di ogni singolo modulo, collegando ogni modulo all'inverter indipendentemente dagli altri. Se si volesse sarebbe possibile modificare manualmente i valori dei singoli tipi di perdita o direttamente i valori delle perdite totali o del BOS, ma in questo caso sono stati mantenuti i valori standard definiti di default dal software; quindi in questo progetto si utilizza un valore del BOS pari a 80,03 %.

A questo punto si procede con la scelta del tipo di modulo fotovoltaico, tra l'elenco di possibilità che il software fornisce (Figura 43); in questo caso si va a selezionare il modulo fotovoltaico che è stato realmente utilizzato nell'impianto studiato, che è il modulo fotovoltaico monocristallino PERC AS-6M 120-HC (AMERISOLAR) da 380 W_p e il corrispondente numero di moduli installati, pari a 20 (Figura 43 in basso).

Progettazione assistita del campo fotovoltaico

Modello e numero di moduli fotovoltaici

Moduli

Criterio di progetto: Potenza specificata 7.600 [kW]

Disposizione: Verticale

Mostra obsoleti: No

Distanza tra le file: Manuale 0.02 [m]

Tipo BOS: Con ottimizzatore

BOS [%]: 80.03

Distanza tra i moduli [m]: 0.02

Distanza dal bordo [m]: 0.00

Utilizza moduli in: Documento, Archivio Utente e Archivio Programma

Trascinare un'intestazione di colonna qui per raggruppare in base a tale colonna.

Marca	Serie	Modello	Tipo	Pot. mod.	N. mod.	N. max mod.	Potenza	Superficie	Energia	Prezzo
Amsol Solar Technology Co., ...	AS390-415S8-108	AS390S8-108	Si monocristallino	390.0	20	16	7.800	39.10	10 688.61	0.00
Amsol Solar Technology Co., ...	AS390-400M6-72	AS390M6-72	Si monocristallino	390.0	20	10	7.800	39.44	10 672.17	0.00
Amsol Solar Technology Co., ...	AS345-380S7-120	AS380S7-120	Si monocristallino	380.0	20	18	7.600	36.44	10 411.28	0.00
Amsol Solar Technology Co., ...	AS350-380M6-72	AS380M6-72	Si monocristallino	380.0	20	10	7.600	38.80	10 445.16	0.00
Ameya Solar & Semiconducto...	ASSPL 72-156.75M 350-390W	390	Si monocristallino	390.0	20	10	7.800	38.80	10 582.87	0.00
Ameya Solar & Semiconducto...	ASSPL 72-156.75M 350-390W	380	Si monocristallino	380.0	20	10	7.600	38.80	10 365.64	0.00
Amerisolar Asia Pacific	Tiger Premium AS-6M120-HC ...	AS-6M120-HC 385W	Si monocristallino	385.0	20	18	7.700	36.48	10 570.38	0.00
Amerisolar Asia Pacific	Tiger Premium AS-6M120-HC ...	AS-6M120-HC 380W	Si monocristallino	380.0	20	18	7.600	36.48	10 437.80	0.00
Alpha Solar Planet GmbH	ASP SMB-66E BE Series 390...	ASP400SMB-66E	Si monocristallino	390.0	20	16	7.800	37.52	10 717.85	0.00
Alpha Solar Planet GmbH	ASP SMB-66F Series 390W-4...	ASP395SMB-66F	Si monocristallino	395.0	20	16	7.900	37.52	10 873.54	0.00
Alpha Solar Planet GmbH	ASP SMB-66E BE Series 390...	ASP395SMB-66E	Si monocristallino	385.0	20	16	7.700	37.52	10 565.49	0.00
Alpha Solar Planet GmbH	ASP HM6-72 Series 390W-40...	ASP395HM6-72	Si monocristallino	395.0	20	10	7.900	39.42	10 849.54	0.00
Alpha Solar Planet GmbH	ASP HM6-72 BE Series 385W...	ASP395HM6-72	Si monocristallino	395.0	20	10	7.900	39.42	10 849.54	0.00

Modulo selezionato

Marca: Amerisolar Asia Pacific

Serie: Tiger Premium AS-6M120-HC Black 365-385W

Modello: AS-6M120-HC 380W

Tipo materiale: Si monocristallino

Efficienza [%]: 20,83

Potenza di picco [W]: 380,0

Superficie [m²]: 1,824

Numero moduli: 20

Potenza totale [kW]: 7,600

Superficie totale moduli [m²]: 36,48

Energia totale annua [kWh]: 10 437,80

Buttons: Annulla, < Precedente, Successivo >, Fine

FIGURA 43: SCELTA DEL TIPO E NUMERO DEI MODULI FOTOVOLTAICI UTILIZZATI

Cliccando sul simbolo del documento (cerchiato in rosso in Figura 43) è possibile visualizzare i dati tecnici del modulo fotovoltaico scelto (Figura 44); confrontando questi dati, forniti dal software, con i dati della scheda tecnica del modulo (presente negli "Allegati", al termine della tesi), emerge che tutti i dati sono corretti.

Modulo

ATTENZIONE!!!
I dati tecnici dei MODULI presenti nell'Archivio Programma seppur redatti con la massima cura possibile, possono recare differenza rispetto a quanto oggi disponibile sul mercato a seguito dei periodici e frequenti aggiornamenti di prodotto da parte dei rispettivi produttori. Pertanto, è opportuno che il tecnico prima di utilizzarli verifichi la correttezza e l'attualità degli stessi.

Dati generali

Codice <input type="text" value="M.3517"/>	Tipo materiale <input type="text" value="Silicio monocristallino"/> <input type="checkbox"/> Obsoleto
Marca <input type="text" value="Amerisolar Asia Pacific"/>	Serie <input type="text" value="Tiger Premium AS-6M120-HC Black 365-385W"/>
Modello <input type="text" value="AS-6M120-HC 380W"/>	Nazione produttore <input type="text" value="China"/>
Prezzo [€] <input type="text" value="0.00"/>	Anni garanzia <input type="text" value="30"/>

Caratteristiche elettriche in condizioni STC

Potenza di picco [W] <input type="text" value="380.0"/>	Efficienza [%] <input type="text" value="20.83"/>
Im [A] <input type="text" value="10.86"/>	Vm [V] <input type="text" value="35.00"/>
Isc [A] <input type="text" value="11.44"/>	Voc [V] <input type="text" value="42.00"/>

Caratteristiche meccaniche

Lunghezza [mm] <input type="text" value="1 756"/>	Spessore [mm] <input type="text" value="30"/>
Larghezza [mm] <input type="text" value="1 039"/>	Peso [kg] <input type="text" value="19.50"/>
Superficie [m ²] <input type="text" value="1.824"/>	Numero celle <input type="text" value="120"/>

Altre caratteristiche elettriche

Coeff. Voc <input type="text" value="[-0.2800]"/> [%/°C]	NOCT [°C] <input type="text" value="43±2"/>
Coeff. Isc <input type="text" value="[0.050]"/> [%/°C]	Vmax [V] <input type="text" value="1 500.00"/>

Note

FIGURA 44: DATI TECNICI DEL MODULO FOTOVOLTAICO SCELTO: PERC AS-6M 120-HC 380W (AMERISOLAR)

Dopo aver definito tutti i parametri richiesti, cliccando su “Fine” in Figura 43, il software di progettazione in automatico realizza il layout fotovoltaico, sulla falda del tetto selezionata, tenendo conto di tutti i parametri impostati e sopra discussi. È poi possibile modificare la posizione dei moduli sul tetto, in modo che in questo caso il layout rispecchi il vero layout del progetto effettivamente realizzato e studiato in questo lavoro di tesi (Figura 45, Figura 46 e Figura 47).

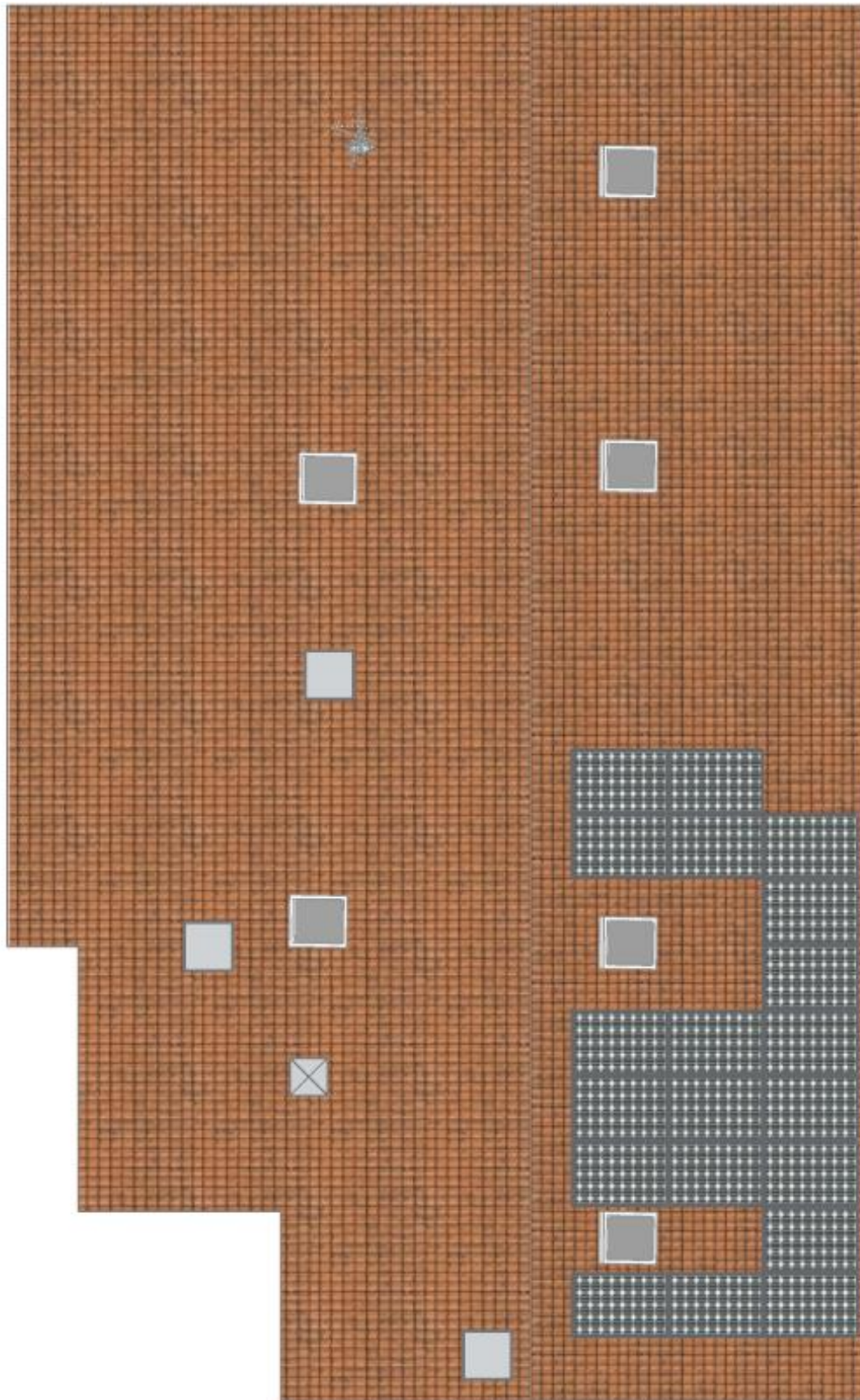


FIGURA 45: LAYOUT FV - VISTA DALL'ALTO

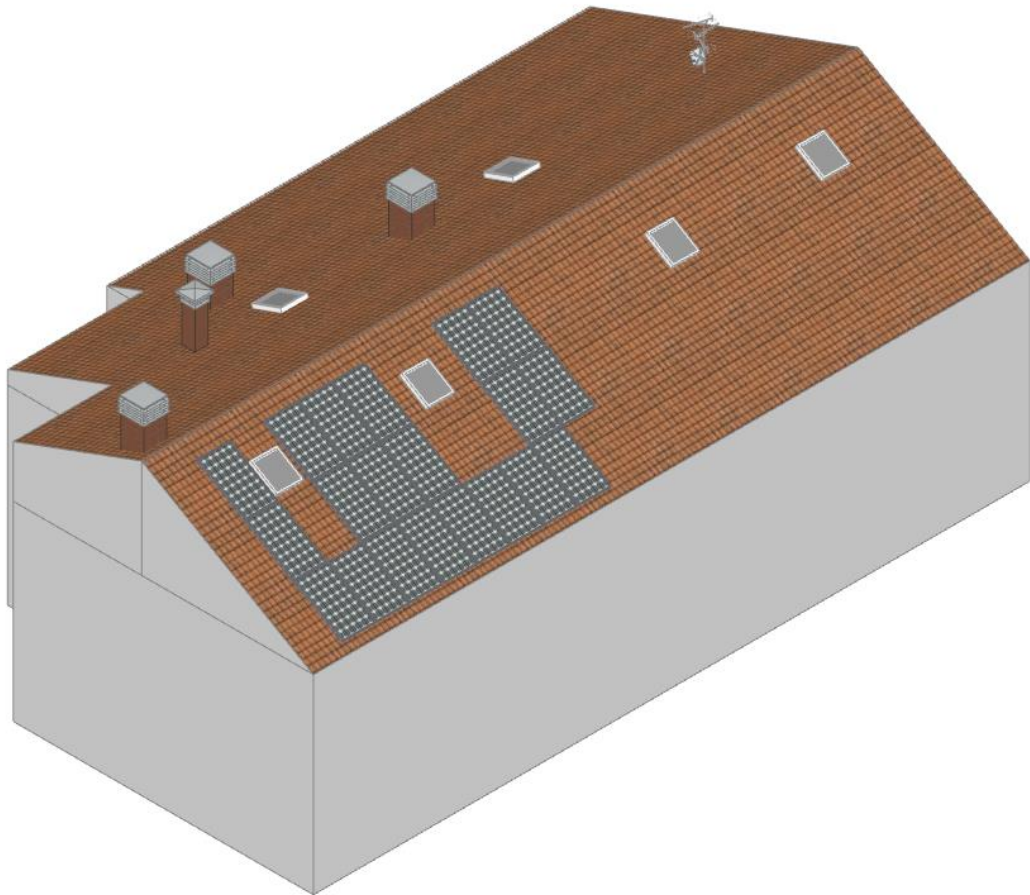


FIGURA 46: LAYOUT FV – VISTA 3D

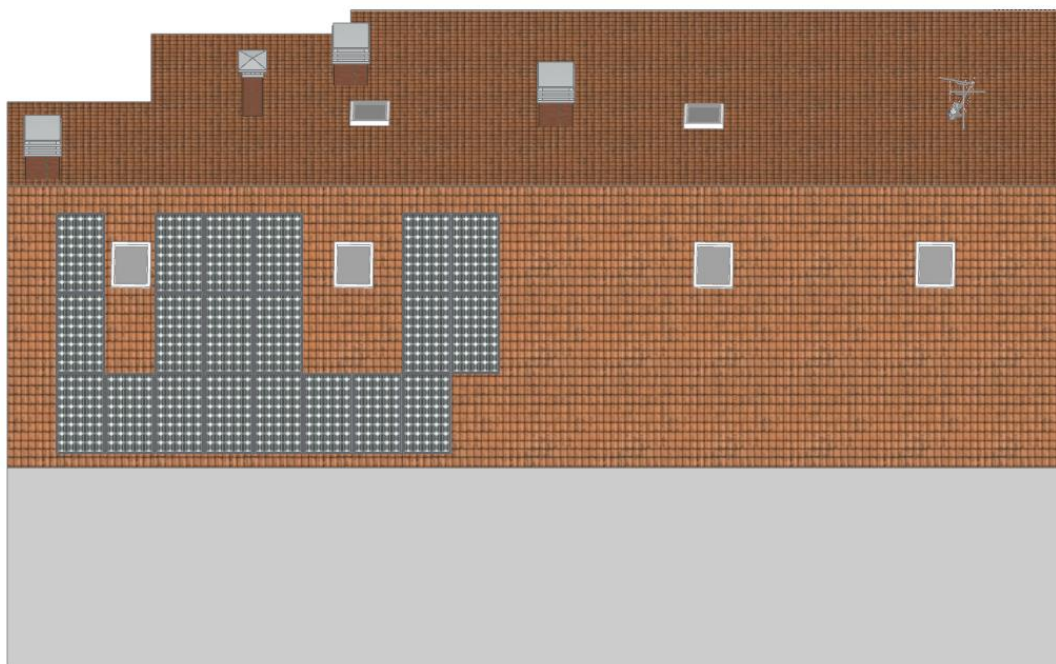


FIGURA 47: LAYOUT FV – VISTA DELLA FALDA DEL TETTO A SUD-EST

Dopo aver realizzato il layout dell'impianto fotovoltaico, si procede al posizionamento e dimensionamento dell'inverter. Per prima cosa si posiziona l'inverter su una delle pareti esterne dell'edificio (Figura 48) e successivamente, cliccandoci sopra, si seleziona il campo fotovoltaico a cui esso sarà allacciato (quello appena creato) e si procede al suo dimensionamento.

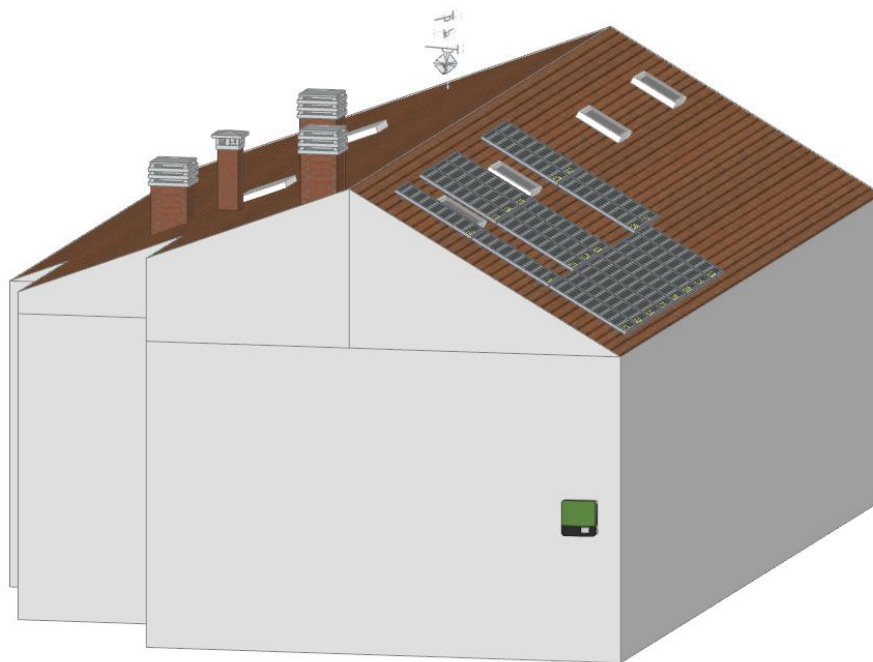


FIGURA 48: POSIZIONAMENTO DELL'INVERTER (SCATOLA VERDE) NEL MODELLO 3D DELL'EDIFICIO

Per dimensionare l'inverter, per prima cosa si sceglie se l'inverter sarà di tipo standard o con ottimizzatori, in questo caso sarà con ottimizzatori (Figura 49). Nella schermata mostrata in Figura 49 inoltre è anche possibile modificare il valore che sarà utilizzato come margine di sicurezza nelle verifiche elettriche (in questo caso è stato lasciato il valore di default del 3%) ed è possibile, nel caso si volesse, modificare il BOS e accedere al dettaglio del suo calcolo (come già si poteva fare in precedenza in Figura 42), in questo caso è stato lasciato il valore standard, già impostato in precedenza.

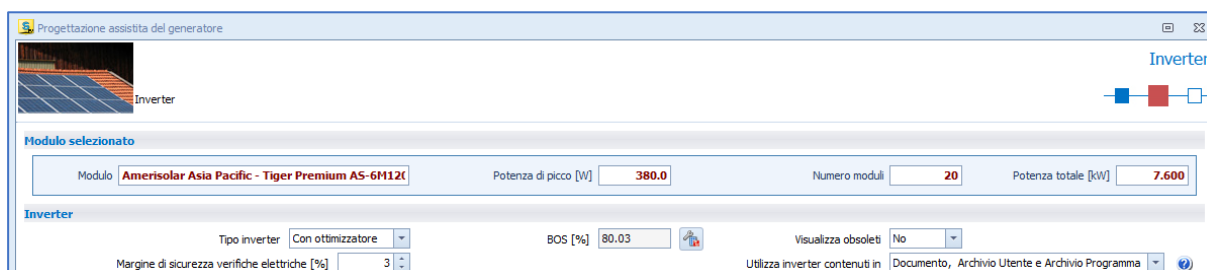


FIGURA 49: DEFINIZIONE DEI PARAMETRI CHE INFLUENZANO LA SCELTA DELL'INVERTER

Dopo aver definito tutti i precedenti parametri, si procede alla scelta dell'inverter. Se l'inverter che si vuole utilizzare non è presente tra quelli già presenti nel software, è possibile crearlo manualmente, prima di iniziare la progettazione, all'interno dell'archivio utente, inserendo i dati della sua scheda tecnica nei campi corrispondenti. Così facendo, in fase di progettazione

l'inverter creato apparirà all'interno dell'elenco e sarà possibile selezionarlo. In questo caso l'inverter che è stato realmente installato nell'impianto analizzato non era già presente nell'archivio del programma e quindi si è proceduto a crearlo manualmente prima di iniziare la fase di progettazione. Tale inverter, che è stato poi selezionato, è l'inverter ibrido monofase SUN 2000-6KTL-L1 (HUAWEI), da 6 kW, con ottimizzatori (Figura 50).

Progettazione assistita del generatore

Inverter

Modulo selezionato

Modulo **Amerisolar Asia Pacific - Tiger Premium AS-6M12t** Potenza di picco [W] **380.0** Numero moduli **20** Potenza totale [kW] **7.600**

Inverter

Tipo inverter Con ottimizzatore BOS [%] 80.03 Visualizza obsoleti No

Margine di sicurezza verifiche elettriche [%] 3 Utilizza inverter contenuti in Documento, Archivio Utente e Archivio Programma

Trascinare un'intestazione di colonna qui per raggruppare in base a tale colonna.

Marca	Serie	Modello	Tipo	Potenza	Prezzo	Origine	Obsoleto
<input checked="" type="checkbox"/>	Huawei Technologies Co., Ltd.	Smart Energy Controller SUN2000-2K...	SUN2000 6-KTL-L1	Monofase	6 000	0.00	Utente
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE6000H	Monofase	6 000	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE5000H	Monofase	5 000	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	WESTERN CO.	LEONARDO PRO X + WRM	LEONARDO PRO X 5000/48 LI	Monofase	5 000	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE4000H	Monofase	4 000	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE3680H	Monofase	3 680	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE3500H	Monofase	3 500	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE3000H	Monofase	3 000	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	WESTERN CO.	LEONARDO PRO X + WRM	LEONARDO PRO X 3000/48 LI	Monofase	3 000	0.00	Programma
<input type="checkbox"/>	SolarEdge	SE	SE2200H	Monofase	2 200	0.00	Programma

Inverter selezionato

Marca Huawei Technologies Co., Ltd. Tipo fase Monofase Energia totale annua [kWh] 10 437.80

Serie Smart Energy Controller SUN2000-2KTL-6KTL-L1 Potenza [W] 6 000


Modello SUN2000 6-KTL-L1


FIGURA 50: SCELTA DELL'INVERTER UTILIZZATO NEL PROGETTO

Cliccando sul simbolo del documento, cerchiato in rosso in Figura 50, è possibile visualizzare i dati tecnici dell'inverter scelto (Figura 51), che, come si può osservare, corrisponde ai dati della scheda tecnica (presente negli "Allegati", al termine della tesi), in quanto sono stati inseriti manualmente nella fase di creazione dell'inverter.

Inverter

Dati generali

Codice  Tipo inverter Obsoleto

Marca  Serie

Modello Nazione produttore

Prezzo [€] Anni garanzia

Tipo Fase

Ingressi Ottimizzatori

N	Vmax [V]	Imax [A]	Pot. max [W]
1	600.0	12.5	9 000

Potenza max [W]

Ottimizzatori associabili

Codice	Min OPs	Max OPs	Pot stringa [W]
P450	3	10	4500

Parametri elettrici in uscita

Potenza nominale [W] Dist. corrente [%]

Tensione nominale [V] Frequenza [Hz]

Rendimento max [%] Rend. europeo [%]

Caratteristiche meccaniche

Dimensioni LxPxH [mm] x x

Peso [kg]

Note

Note

FIGURA 51: DATI TECNICI DELL'INVERTER SCELTO - SUN 2000-6KTL-L1 (HUAWEI), CON OTTIMIZZATORI

Cliccando invece sul simbolo della chiave inglese, cerchiato in arancione in Figura 50, è possibile visualizzare e impostare i parametri dell'impianto relativi alle verifiche elettriche (Figura 55).

Parametri impianto

Temperature di lavoro dei moduli per il calcolo delle tensioni

Temperatura minima [°C] Temperatura massima [°C]

Fattore di dimensionamento dell'inverter

Valore minimo [%] Valore massimo [%]

Tolleranze Tilt e Azimut

Tolleranza Tilt [°] Tolleranza Azimut [°]

FIGURA 52: PARAMETRI RELATIVI ALLE VERIFICHE ELETTRICHE

I parametri mostrati e modificabili in Figura 52 sono:

- la temperatura minima, che è la minima temperatura di lavoro dei moduli da utilizzare per calcolare la massima tensione di circuito aperto (V_{OC}) e la massima tensione nel punto di massima potenza dei moduli fotovoltaici (V_{MPP})
- la temperatura massima, che è la massima temperatura di lavoro dei moduli da utilizzare per calcolare la minima tensione, nel punto di massima potenza dei moduli fotovoltaici (V_{MPP})
- i fattori di dimensionamento dell'inverter, che sono i valori minimo e massimo ammissibili del fattore di dimensionamento dell'inverter

- i valori di tolleranza dell'angolo di tilt e di azimut di due campi fotovoltaici posizionati su falde diverse, affinché possano essere connessi alla stessa stringa MPPT dell'inverter; in questo caso questi due parametri non sono di interesse, in quanto tutti i moduli fotovoltaici presentano lo stesso tilt e lo stesso azimut, per questo sono stati impostati a zero.

Per tutti i parametri elencati e descritti sopra sono stati lasciati i valori standard forniti in automatico dal software.

Dopo aver scelto l'inverter e definito i parametri sopra discussi si procede con la scelta dell'ottimizzatore (Figura 53); in questo caso si va a selezionare gli ottimizzatori che sono stati realmente installati nell'impianto analizzato, cioè 20 ottimizzatori SUN2000-450W-P2 (HUAWEI), ognuno connesso ad uno dei moduli dell'impianto.

Inverter selezionato

Inverter: **Huawei Technologies Co., Ltd. - Smart Energy Coni** Potenza nominale [kW]: **6 000** Numero moduli: **20** Potenza moduli [kW]: **7.600**

Selezione ottimizzatore

Ottimizzatore: **SUN2000-450-P2** Tipo configurazione: **Automatica** Numero inverter: **1**

Progressivo	Num. moduli	Num. ottimizzatori	Stringhe	Pot. moduli [kW]	Pot. inverter [kW]	Rapporto potenza [%]
Inverter 1	20	20	Ingresso 1: Stringa 1: 10 x P450 (1m) - 10 moduli Stringa 2: 10 x P450 (1m) - 10 moduli	7,6	6,0	126,7 ✓

Configurazione selezionata

Ottimizzatore: **P450** Numero moduli: **20** Numero inverter: **1**
 Numero ottimizzatori: **20** Potenza totale moduli [kW]: **7,6** Potenza totale inverter [kW]: **6,00**

FIGURA 53: SCELTA DEGLI OTTIMIZZATORI UTILIZZATI NEL PROGETTO

Cliccando sul simbolo del documento, cerchiato in rosso in Figura 53, è possibile visualizzare i dati tecnici degli ottimizzatori scelti (Figura 54). Confrontando questi dati forniti dal software con i dati della scheda tecnica degli ottimizzatori utilizzati (presente negli “Allegati”, al termine della tesi), emerge che tutti i dati sono corretti.

Ottimizzatore

Dati in sola lettura! Il modulo è usato nell'impianto.

Dati generali

Codice	P450	Serie	P2
Marca	Huawei	Anni garanzia	
Modello	SUN2000-450-P2	Prezzo [€]	0.00

Caratteristiche elettriche

Numero moduli	1.00	VMppt min [V]	10.00
Pot. max in [W]	450.0	VMppt max [V]	80.00
Vin max [V]	80.00	Vout max [V]	80.00
Iin max [A]	14.50	Iout max [A]	15.00

Note

Note

FIGURA 54: DATI TECNICI DEGLI OTTIMIZZATORI SCELTI: SUN2000-450W-P2 (HUAWEI)

Cliccando invece sul simbolo cerchiato in arancione in Figura 53, è possibile visualizzare le verifiche elettriche effettuate in automatico dal software per verificare il corretto funzionamento della connessione degli ottimizzatori e dell'inverter ai moduli fotovoltaici; la spunta verde indica che le verifiche elettriche sono soddisfatte Figura 55.

Caratteristiche elettriche del modulo in STC		Caratteristiche elettriche dell'ottimizzatore	
Potenza di picco [W]	380	Numero moduli	1
Vm [V]	35.00	VMppt min [V]	10.00
Im [A]	10.86	VMppt max [V]	80.00
Voc [V]	42.00	Pot. max in [W]	450.0
Isc [A]	11.44	Vin max [V]	80.00
		Iin max [A]	14.50

Configurazione moduli		Tensioni e correnti dei moduli	
Numero moduli	1	Vm a -10 °C [V]	39.12
Pot. moduli [W]	380	Vm a 25 °C [V]	35.00
		Vm a 70 °C [V]	29.71
		Isc a 25 °C [A]	11.44
		Voc a -10 °C [V]	46.12
		Voc a 25 °C [V]	42.00
		Voc a 70 °C [V]	36.71

Verifiche

- Vm a 70 °C (29.71 V) maggiore o uguale di Vmppt min. (10.00 V)
- Vm a -10 °C (39.12 V) minore o uguale di Vmppt max. (80.00 V)
- Voc a -10 °C (46.12 V) minore o uguale alla tensione max. dell'ottimizzatore (80.00 V)
- Corrente max. generata (11.44 A) minore o uguale alla corrente max. dell'ottimizzatore (14.50 A)
- Potenza dei moduli (380 W) minore o uguale della potenza massima in ingresso dell'ottimizzatore (450 W)

Legenda

- Verificato
- Non verificato

FIGURA 55: VERIFICHE ELETTRICHE

Nella parte superiore in Figura 55 vengono mostrate le caratteristiche elettriche del modulo in STC e le caratteristiche elettriche dell'ottimizzatore, poi a partire da queste, nella parte al centro sulla destra, vengono calcolati:

- Il valore di tensione nel punto di massima potenza dei moduli e di tensione di circuito aperto, entrambe calcolate alla temperatura di lavoro minima (-10°C), massima (70°C) (impostate prima) e alla temperatura in STC (25°C)

- Il valore della corrente di cortocircuito dei moduli, calcolata alla temperatura in STC (25°C)

Nella parte inferiore in Figura 55 vengono realizzate le verifiche elettriche confrontando tali valori calcolati con i valori limite di tensione, corrente e potenza degli ottimizzatori. Si può osservare che tutte le verifiche elettriche sono rispettate e presentano quindi la spunta verde.

8.4 OMBRE SULL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E IRRADIANZA SUL PIANO INCLINATO E ORIENTATO COME LA FALDA DEL TETTO CONSIDERATO

In questo paragrafo si analizza nel dettaglio se sono presenti ombre sui moduli del campo fotovoltaico progettato, nelle varie ore, dei diversi mesi dell'anno, utilizzando una funzione del software Solarius, che consente di osservare le possibili ombre sui moduli fotovoltaici, realizzate da ostacoli presenti sul tetto stesso. Sulla base di tale osservazione, viene poi calcolato in modo approssimativo un coefficiente di ombreggiamento, per tenere conto della ridotta quantità di radiazione solare sulla superficie del tetto, nel momento in cui un'ombra è presente sui moduli.

Prima di svolgere l'analisi, sono stati osservati i valori di irradianza annua, irradianza media mensile (Figura 56) e irradianza oraria media mensile (Figura 57), sul piano orientato (-60°) e inclinato (30°) come la falda a Sud-Est del tetto, su cui sono installati i moduli fotovoltaici.

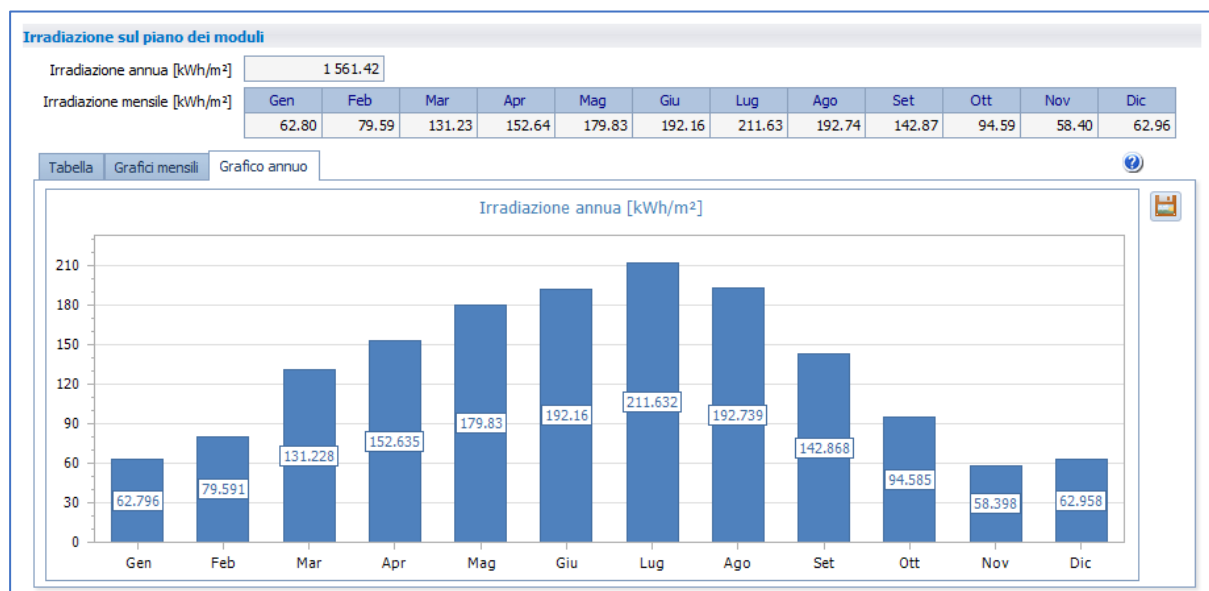


FIGURA 56: IRRADIANZA ANNUA E MEDIA MENSILE [kWh/m²] SU UN PIANO ORIENTATO (-60°) E INCLINATO (30°), COME LA FALDA A SUD-EST DEL TETTO SU CUI SONO INSTALLATI I MODULI FOTOVOLTAICI

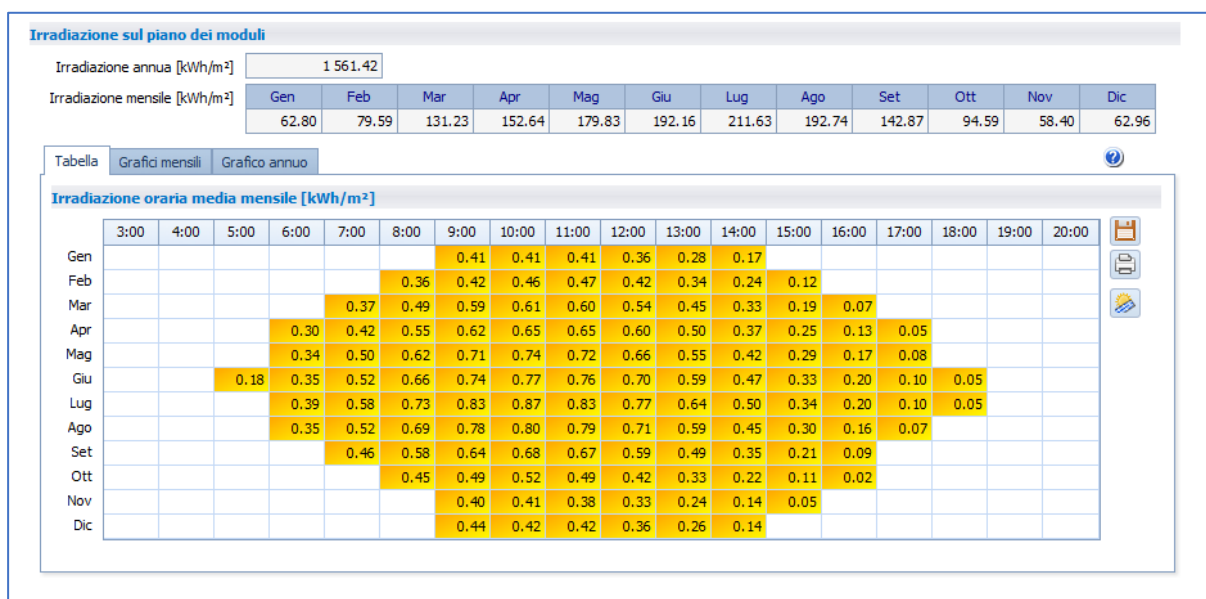


FIGURA 57: IRRADIANZA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh/m²] SU UN PIANO ORIENTATO (-60°) E INCLINATO (30°), COME LA FALDA A SUD-EST DEL TETTO SU CUI SONO INSTALLATI I MODULI FOTOVOLTAICI

Alla fine dell'analisi svolta in questo capitolo si osserverà come questi valori di irradianza (Figura 56 e Figura 57) si riducono in alcune ore di alcuni mesi dell'anno per effetto delle ombre considerate.

Da una prima osservazione emerge che gli unici ostacoli presenti sul tetto sono dei camini e una antenna, localizzati sulla falda del tetto a Nord-Ovest; quindi, essi non faranno mai ombra sui moduli nelle prime ore della giornata, in quanto si trovano dalla parte opposta rispetto al percorso apparente seguito dal sole al mattino (che si sposta da Est verso Sud), ma potrebbero proiettare la loro ombra sui moduli fotovoltaici al pomeriggio, quando il sole scende verso Ovest. In particolare, tra questi il camino più vicino al colmo, genera un'ombra su alcuni dei moduli fotovoltaici, in qualche mese dell'anno.

Per svolgere questa analisi a scopo semplificativo è stato considerato il giorno 15, di ogni mese dell'anno e qui di seguito viene analizzata la situazione in ogni mese.

- A gennaio nessuna ombra incide mai sui moduli fotovoltaici nelle ultime ore di luce, in quanto non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto già dalle 15:00 circa.
- A febbraio a partire da poco prima delle 15:00 il camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, fa un po' di ombra sui 3 moduli tra i due lucernari più vicini al colmo (Figura 58); tale ombra rimane circa fino alle 16:00, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.

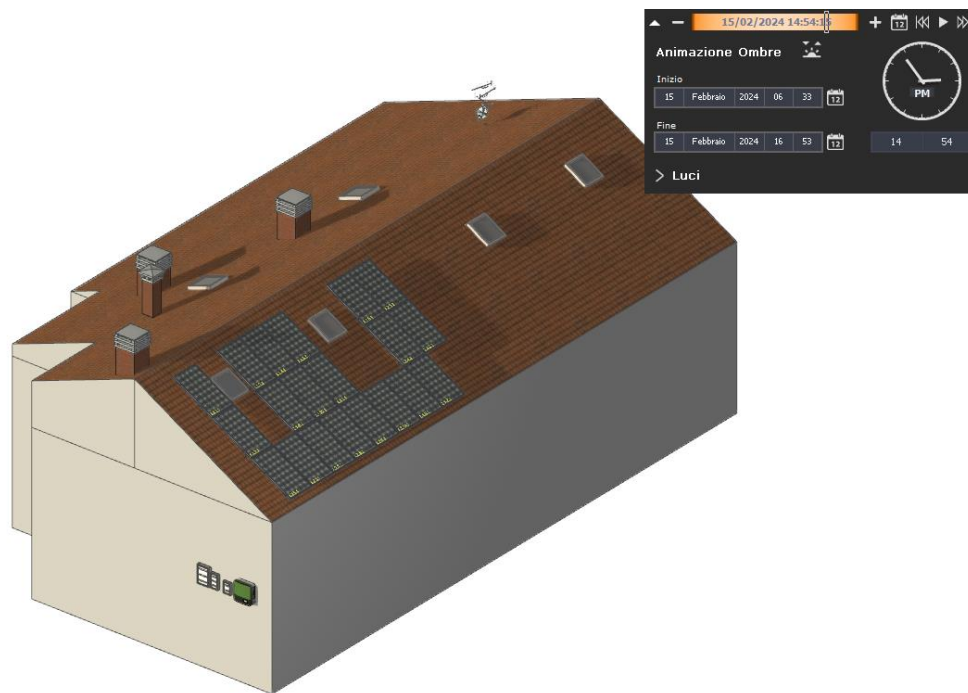


FIGURA 58: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 14:54 DEL 15 FEBBRAIO

- A marzo poco dopo le 15:00 il camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, fa un po' di ombra su 2 dei moduli tra i due lucernari più vicino al colmo (Figura 59); quest'ombra rimane circa fino alle 16:30, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.

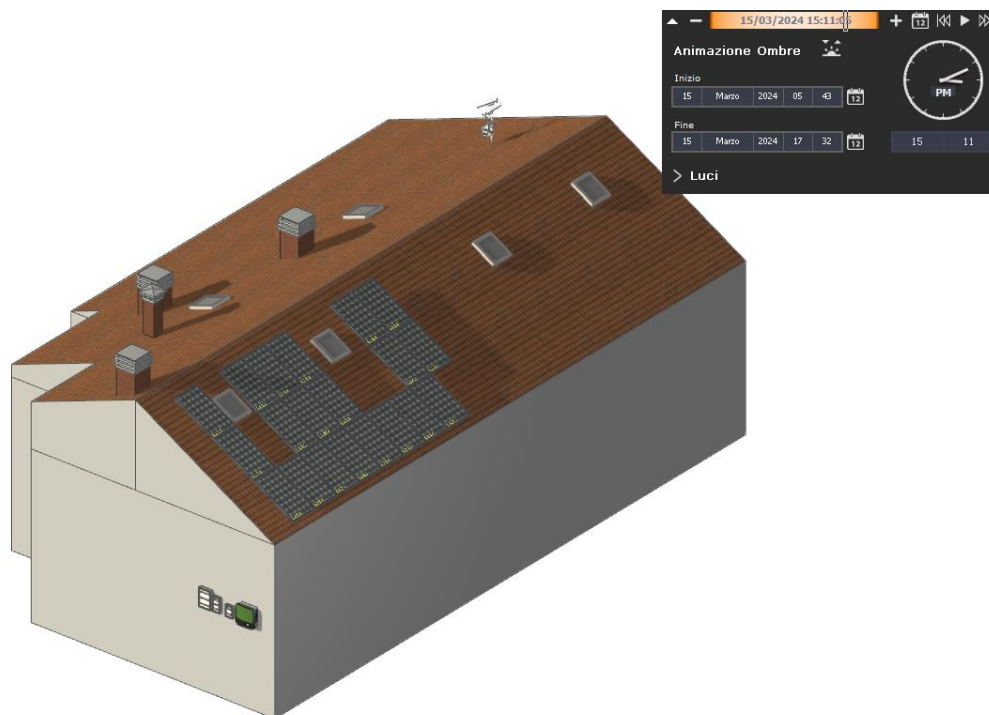


FIGURA 59: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:11 DEL 15 MARZO

- Ad aprile intorno alle 15:30 il camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, fa ombra sul pannello a sinistra del primo lucernario, più vicino al colmo e tale ombra si estende anche più in giù su tre dei moduli presenti tra i due lucernari (Figura 60); non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a sud-est del tetto dalle 17:15 circa.

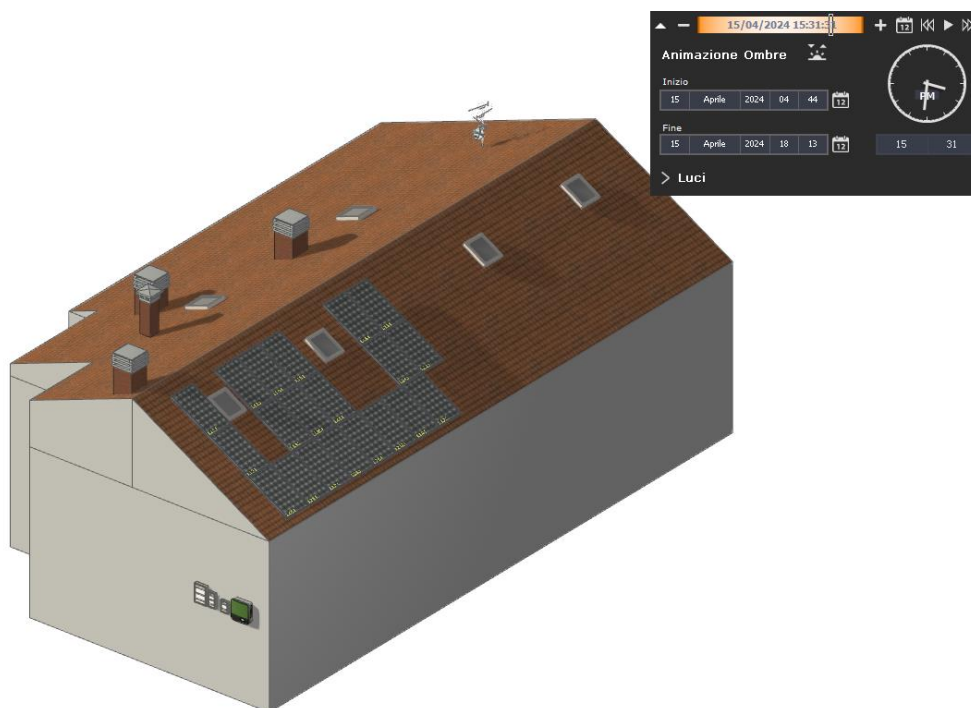


FIGURA 60: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:31 DEL 15 APRILE

- A maggio poco dopo le 15:30 il modulo a sinistra del primo lucernario, più vicino al colmo è completamente in ombra per via dell'ombra del camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo (Figura 61); non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a sud-est del tetto dalle 17:30 circa.

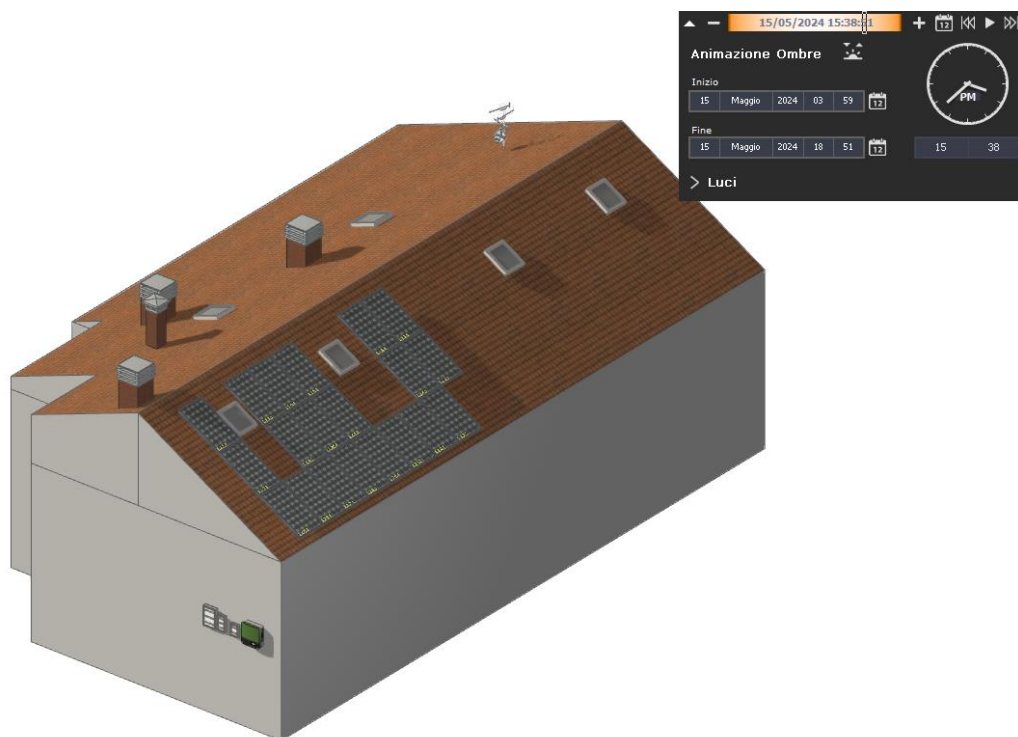


FIGURA 61: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:38 DEL 15 MAGGIO

- A giugno intorno alle 15:30 il pannello a sinistra del primo lucernario, più vicino al colmo, è completamente in ombra, per via dell'ombra del camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo (Figura 62); quest'ombra rimane fino alle 18:30 circa, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.

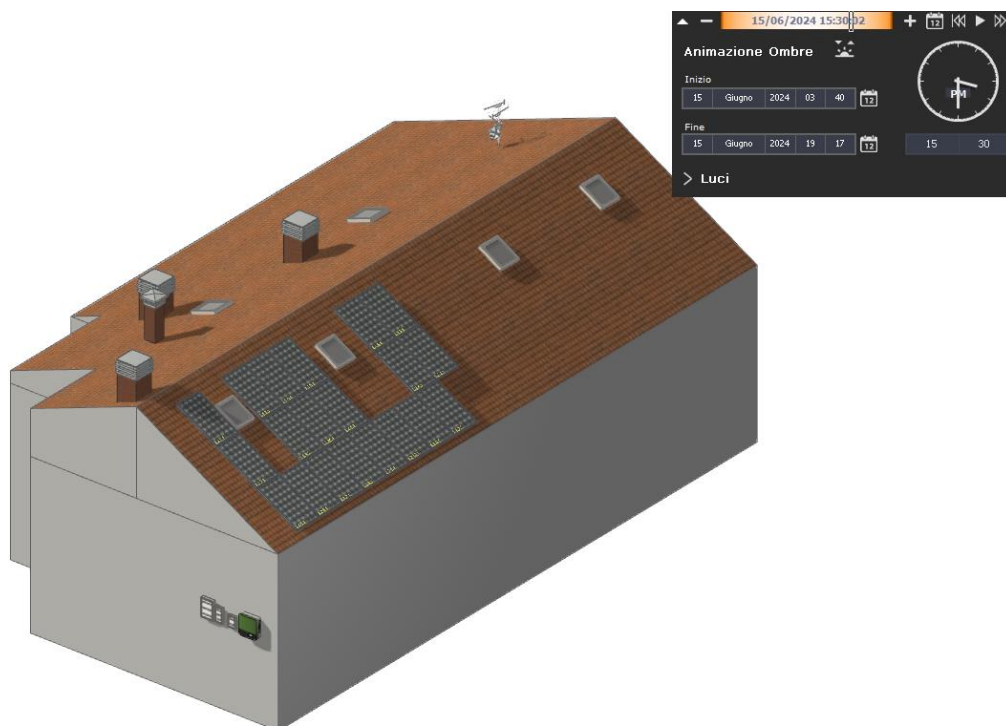


FIGURA 62: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:30 DEL 15 GIUGNO

- A luglio intorno alle 15:30 il modulo a sinistra del primo lucernario, più vicino al colmo, è completamente in ombra per via dell'ombra generata dal camino, più vicino al colmo, sulla falda a Nord-Ovest del tetto (Figura 63); quest'ombra rimane fino alle 18:15 circa, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.

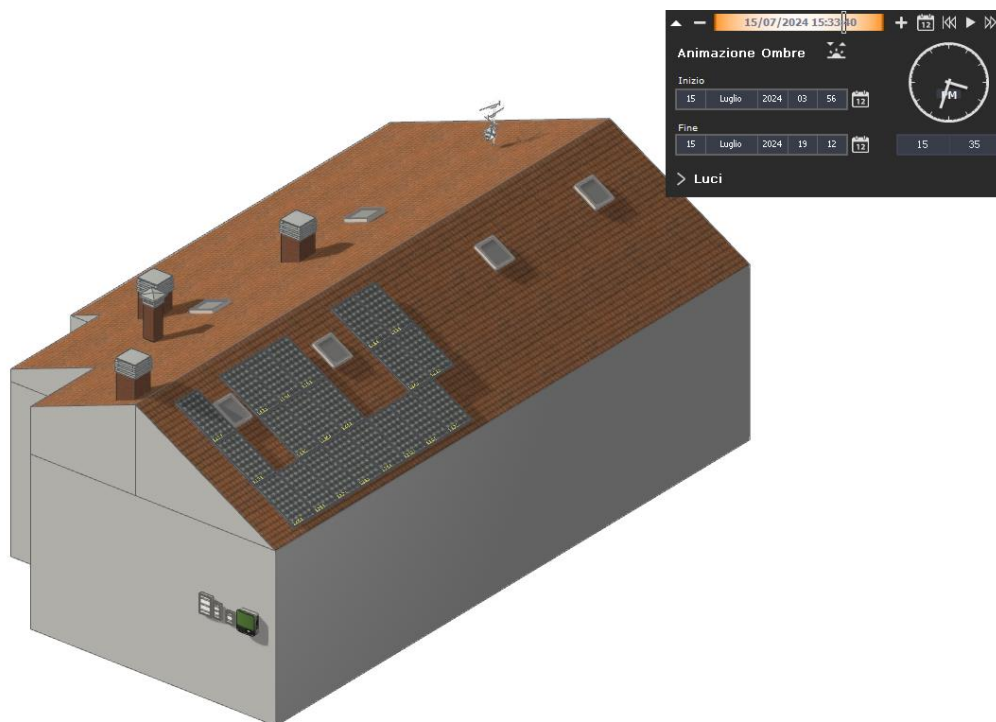


FIGURA 63: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:35 DEL 15 LUGLIO

- Ad agosto intorno alle 15:30, il modulo a sinistra del primo lucernario, più vicino al colmo, è un po' in ombra per via dell'ombra del camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto (Figura 64); non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto dalle 17:30 circa.

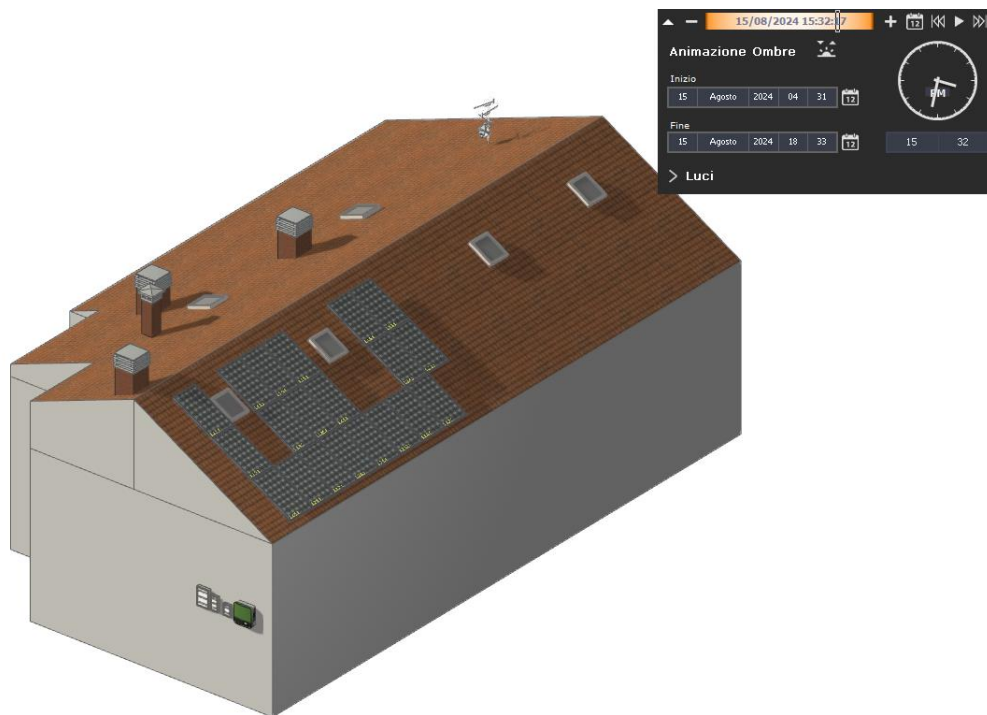


FIGURA 64: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:32 DEL 15 AGOSTO

- A settembre intorno alle 15:00 il camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, fa ombra sul modulo a sinistra più vicino al colmo tra quelli tra i due lucernari, e leggermente anche su uno più in basso (Figura 65); quest'ombra rimane circa fino alle 16:30, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.

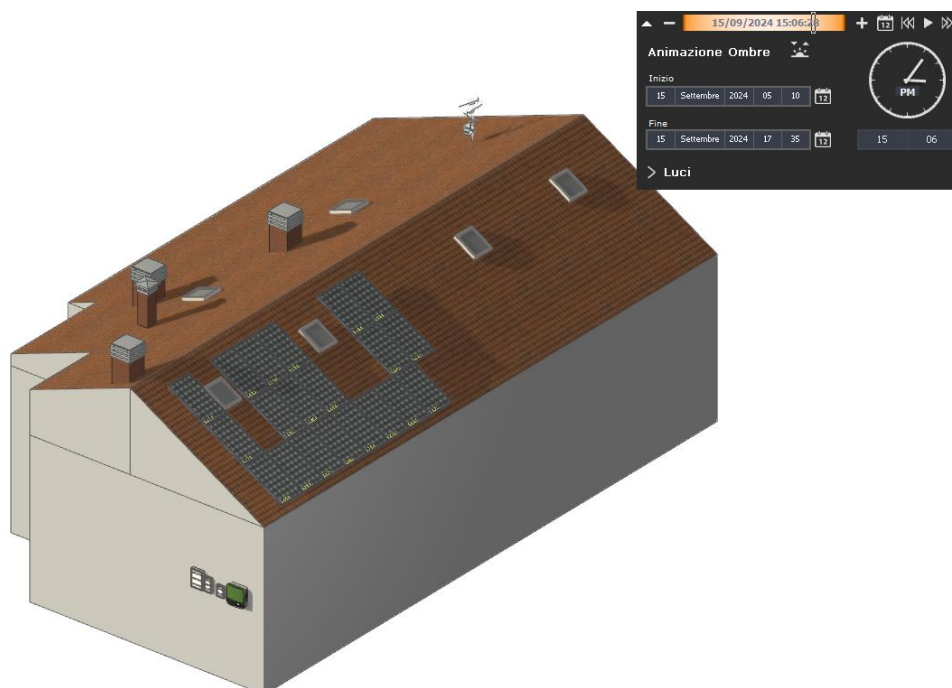


FIGURA 65: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 15:06 DEL 15 SETTEMBRE

- Ad ottobre intorno alle 14:30 il camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, fa leggermente ombra su 3 dei moduli tra i due lucernari, più vicini al colmo (Figura 66); quest'ombra rimane fino alle 16:15 circa, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.



FIGURA 66: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 14:33 DEL 15 OTTOBRE

- A novembre intorno alle 14:15 il camino, sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, fa leggermente ombra su 2 dei moduli tra i due lucernari più vicini al colmo (Figura 67); quest'ombra rimane circa fino alle 15:30, ora in cui non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto.



FIGURA 67: OMBRE SUI MODULI FOTOVOLTAICI ALLE 14:17 DEL 15 NOVEMBRE

- A dicembre nessuna ombra incide mai sui moduli fotovoltaici nelle ultime ore di luce e non vi è più radiazione solare incidente sulla falda a Sud-Est del tetto poco prima delle 15:00 circa.

In seguito all'osservazione delle ombre nei vari mesi dell'anno è possibile calcolare in modo approssimativo, un coefficiente di ombreggiamento orario medio mensile, che tiene conto della quantità di radiazione solare che effettivamente raggiunge i moduli fotovoltaici installati, in base alla eventuale presenza di ombre su di essi. Questo coefficiente di ombreggiamento viene calcolato applicando la seguente formula:

$$\text{coeff. di ombreggiamento} = 1 - \frac{\text{n}^\circ \text{ di moduli in ombra}}{\text{n}^\circ \text{ totale di moduli dell'impianto}} \quad (13)$$

Tale coefficiente, quindi, sarà pari ad 1, in quelle ore in cui nessuno dei moduli fotovoltaici è in ombra e sarà invece minore di 1, in quelle ore in cui uno o più moduli risultano essere in ombra.

È possibile calcolare il coefficiente di ombreggiamento medio mensile con la formula semplificativa illustrata, in quanto ogni modulo dell'impianto fotovoltaico è equipaggiato con un ottimizzatore, che consente di considerare l'operato di ogni singolo modulo indipendente dagli altri moduli di stringa a cui esso è collegato; grazie a ciò se un modulo è in ombra, si riduce solo la potenza prodotta da questo modulo in ombra e non quella prodotta da tutti i moduli connessi alla stessa stringa dell'inverter, come invece accadrebbe se si utilizzasse un inverter standard, senza ottimizzatori. Tuttavia, questi coefficienti di ombreggiamento calcolati potrebbero ridurre eccessivamente la reale irradianza che colpisce i moduli in queste ore di

ombra, in quanto essi sono stati calcolati considerando che un modulo non produca affatto energia se è totalmente o parzialmente in ombra, anche se in realtà quando esso è in ombra produce ancora un piccolo quantitativo di energia, grazie alla radiazione diffusa che lo colpisce. Inoltre, per definire questi coefficienti di ombreggiamento è stato considerato solo il giorno 15 di ogni mese, senza considerare quindi che il periodo di durata dell'ombra sui moduli potrebbe essere differente durante lo stesso mese, per via del diverso percorso apparente compiuto dal sole in ogni giornata dell'anno.

Nella Tabella 23 seguente, basandosi sull'osservazione svolta e sulle semplificazioni illustrate, è mostrato il riepilogo delle ore in cui uno o più moduli risultano essere in ombra, nei vari mesi dell'anno, con il dettaglio della durata di questa ombra e il numero di moduli che coinvolge; inoltre è calcolato il coefficiente di ombreggiamento approssimativo, applicando la formula illustrata nell'Equazione 13.

	Ora inizio ombra	Ora fine ombra	durata ombra	n° di moduli in ombra	coefficiente di ombreggiamento
Gennaio	-	-	-	-	-
Febbraio	15:00	16:00	1 ora	3	0,85
Marzo	15:00	16:30	1 ora e 30 min	2	0,9
Aprile	15:30	17:15	1 ora e 45 min	4	0,8
Maggio	15:30	17:30	2 ore	1	0,95
Giugno	15:30	18:30	3 ore	1	0,95
Luglio	15:30	18:15	2 ore e 45 min	1	0,95
Agosto	15:30	17:30	2 ore	1	0,95
Settembre	15:00	16:30	1 ora e 30 min	2	0,9
Ottobre	14:30	16:15	1 ora e 45 min	3	0,85
Novembre	14:15	15:30	1 ora e 15 min	2	0,9
Dicembre	-	-	-	-	-

TABELLA 23: ORE DI OGNI MESE DELL'ANNO CON UNO O PIÙ MODULI FOTOVOLTAICI IN OMBRA PER VI DEGLI OSTACOLI PRESENTI SUL TETTO E RELATIVO COEFFICIENTE DI OMBREGGIAMENTO CALCOLATO

I coefficienti di ombreggiamento, calcolati in Tabella 23, vengono inseriti sul software Solarius e se ne ricava la Figura 68, che mostra i valori dei coefficienti di ombreggiamento orari medi mensili in tutte le ore dei mesi dell'anno.

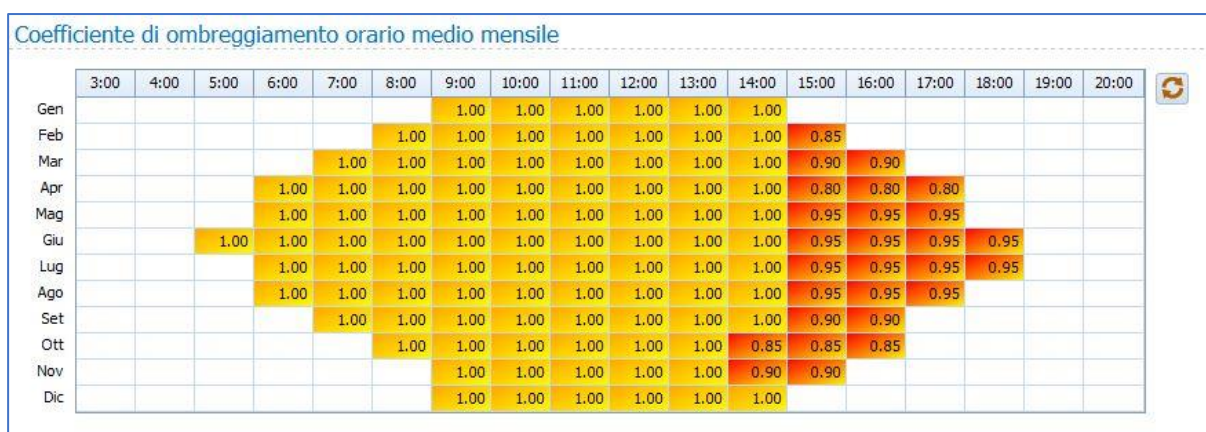


FIGURA 68: COEFFICIENTI DI OMBREGGIAMENTO ORARIO MEDI MENSILI

I coefficienti di ombreggiamento orario medi mensili, contenuti in Figura 68, vengono moltiplicati per i valori di irradianza oraria media mensile sul piano orientato (60°) e inclinato (30°), come la falda del tetto su cui è stato realizzato l'impianto fotovoltaico (Figura 57), al fine di ottenere i valori di irradianza sul piano dei moduli, considerando anche la presenza delle ombre osservate (Figura 69)



FIGURA 69: IRRADIANZA ORARIA MEDIA MENSILE SULLA FALDA A SUD-EST DEL TETTO DELL'EDIFICIO CONSIDERATO, TENENDO CONTO DELLE OMBRE OSSERVATE

8.5 Risultati della producibilità stimata dell'impianto progettato

Dopo aver completato la progettazione dell'impianto fotovoltaico, sulla base di tutte le scelte effettuate e illustrate nei capitoli precedenti, vengono mostrati dal software: la potenza totale dell'impianto, il numero di moduli, la superficie totale occupata da essi e calcola una stima dell'energia annua che l'impianto fotovoltaico realizzato potrebbe produrre (Figura 70).

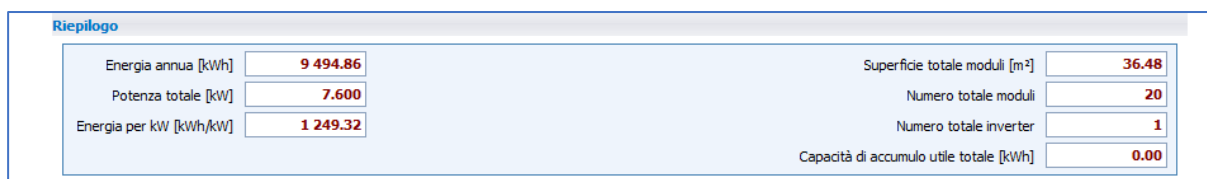


FIGURA 70: RIEPILOGO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO

Il software, non si limita a calcolare il valore dell'energia annua, ma è in grado di mostrare anche i valori dell'energia media mensili (Figura 71), oltre che i valori dell'energia oraria media mensile (Figura 72), che si stima l'impianto fotovoltaico progettato possa produrre.

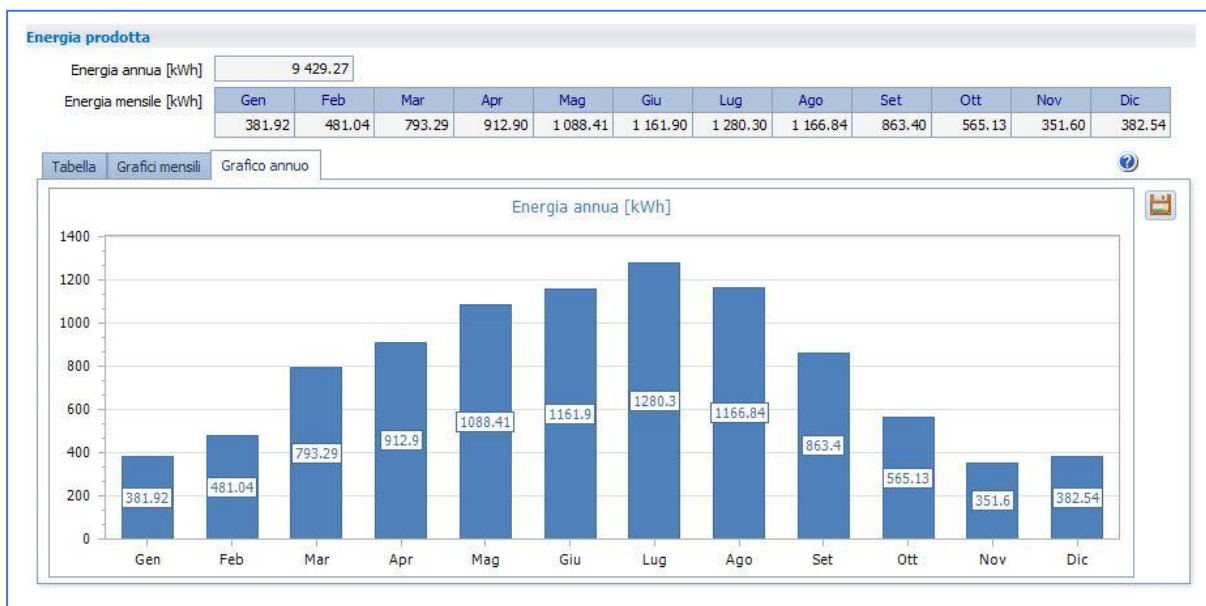


FIGURA 71: ENERGIA ANNUALE E MEDIA MENSILE CHE SI STIMA L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO PRODUCA, UTILIZZANDO IL SOFTWARE SOLARIUS

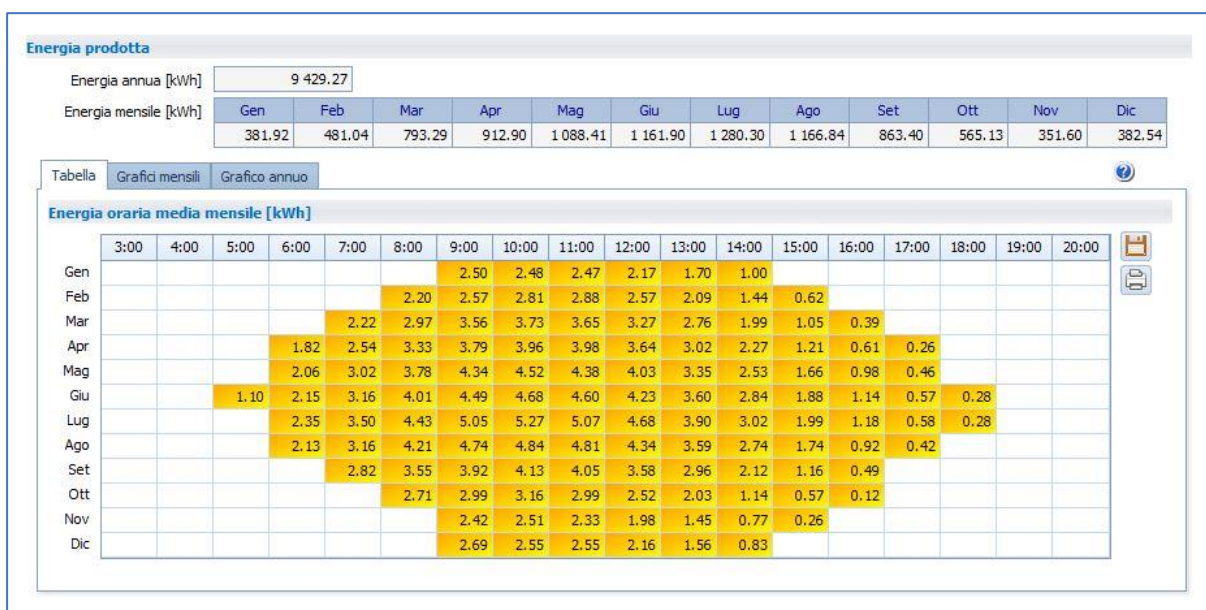


FIGURA 72: ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE CHE SI STIMA L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO PRODUCA, UTILIZZANDO IL SOFTWARE SOLARIUS

I risultati di energia oraria media mensile (Figura 72), ottenuti dal software, in base a tutte le scelte fatte, sono stati rappresentati nelle tabelle e nel grafico sottostante, come già è stato fatto nei Capitoli 6 e 7, tramite l'utilizzo di Excel, così che fossero più facilmente confrontabili (Tabella 24, Tabella 25, Tabella 26, Grafico 6).

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	2,48	2,47	2,17	1,70	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	2,57	2,81	2,88	2,57	2,09	1,44	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	2,22	2,97	3,56	3,73	3,65	3,27	2,76	1,99	1,05	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,00	1,82	2,54	3,33	3,79	3,96	3,98	3,64	3,02	2,27	1,21	0,61	0,26	0,00	0,00	0,00
Maggio	0,00	0,00	2,06	3,02	3,78	4,34	4,52	4,38	4,03	3,35	2,53	1,66	0,98	0,46	0,00	0,00	0,00
Giugno	0,00	1,10	2,15	3,16	4,01	4,49	4,68	4,60	4,23	3,60	2,84	1,88	1,14	0,57	0,28	0,00	0,00
Luglio	0,00	0,00	2,35	3,50	4,43	5,05	5,27	5,07	4,68	3,90	3,02	1,99	1,18	0,58	0,28	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	2,13	3,16	4,21	4,74	4,84	4,81	4,34	3,59	2,74	1,74	0,92	0,42	0,00	0,00	0,00
Settembre	0,00	0,00	0,00	2,82	3,55	3,92	4,13	4,05	3,58	2,96	2,12	1,16	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	2,99	3,16	2,99	2,52	2,03	1,14	0,57	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42	2,51	2,33	1,98	1,45	0,77	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	2,55	2,55	2,16	1,56	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 24: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV

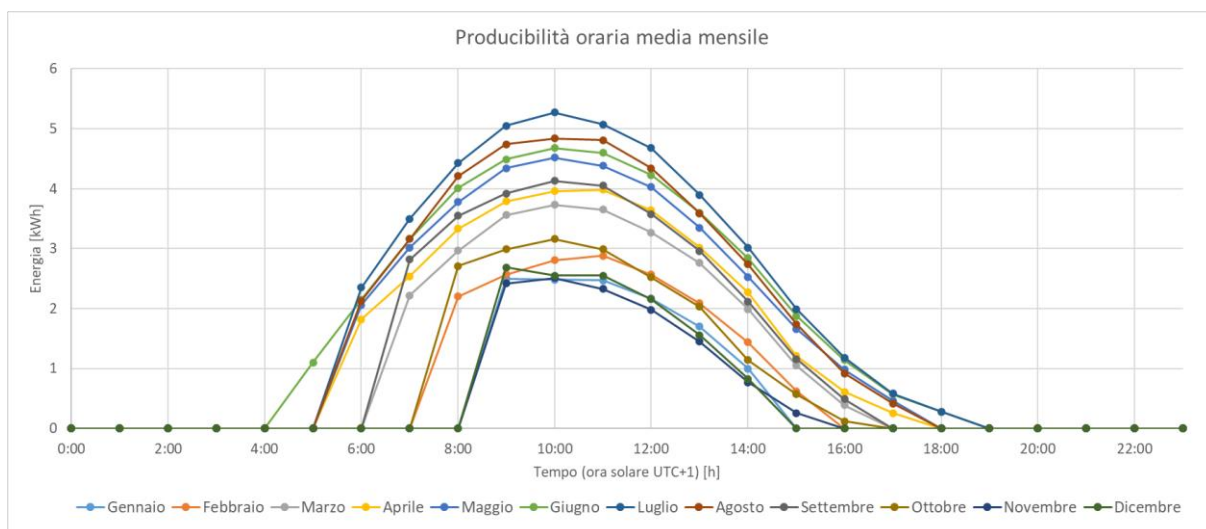


GRAFICO 6: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV

Osservando la Tabella 24 e il Grafico 6, è possibile notare che i mesi in cui si stima che l'impianto fotovoltaico produca energia per il minor numero di ore sono i mesi di gennaio, novembre e dicembre (dalle 9:00 alle 14:00/15:00), mentre invece il mese in cui si stima che produca energia per il maggior numero di ore è giugno (dalle 05:00 alle 18:00). Inoltre, è possibile osservare che l'energia oraria media mensile stimata raggiunge il suo valore massimo intorno alle 10:00 (ora solare UTC+1) in tutti i mesi dell'anno, tranne a febbraio e aprile in cui il valore medio massimo è raggiunto alle 11:00 (ora solare UTC+1) e a dicembre alle 9:00 (ora solare UTC+1); tale anticipo del valore massimo di energia media che si stima l'impianto produca è dovuto all'orientazione a Sud-Est dei suoi moduli fotovoltaici.

Degno di nota è ancora che i valori medi di energia che si stima l'impianto produca nella prima e/o seconda ora di produzione, al mattino, sono decisamente notevoli (in alcuni mesi si raggiungono valori addirittura sopra i 2 kWh già alle 6:00 del mattino, come già accadeva nell'altro modello di stima utilizzato), questo in parte è dovuto al fatto che, come detto in precedenza, i valori di energia stimati sono sempre riferiti all'ora solare (UTC+1), anche nei mesi in cui in realtà è presente l'ora legale (nel Capitolo 9 per questo motivo, nei mesi in cui è attiva l'ora legale, i valori di energia stimati saranno traslati di un'ora in avanti).

In conclusione, emerge con chiarezza che il mese di luglio sia il mese in cui si stima che i valori di energia oraria media mensile, prodotti dall'impianto fotovoltaico in ciascun'ora del giorno, sono più alti rispetto a quelli di tutti gli altri mesi del TMY considerato.

Oltre ai valori di energia oraria medi mensile, sopra analizzati, il software Solarius-PV fornisce anche i valori di energia media mensile (Tabella 17) e di energia annuale media (Tabella 18), qui sotto riportati.

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
381,92	481,04	793,29	912,90	1088,41	1161,90	1280,30	1166,84	863,40	565,13	351,60	382,54

TABELLA 25: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV

Energia annua	9429	kWh
Energia annua (escluso settembre):	8566	kWh

TABELLA 26: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV

Osservando la Tabella 25, è possibile notare come il mese in cui si stima che in media sia prodotta più energia, è il mese di luglio, con un valore di energia media mensile stimata di 1280,30 kWh; mentre invece il mese con il valore più basso di energia media mensile stimata è il mese di novembre, con una produzione media di solo 351,60 kWh (in modo del tutto analogo a quanto accadeva già utilizzando la semplice formula teorica per stimare l'energia, discussa nel Capitolo 7).

Il valore di energia annuale che si stima l'impianto in media produca è pari a 9429 kWh (Tabella 26).

8.6 CONFRONTO RISULTATI CON VALORE DI RIFLETTANZA 0,13 E 0,6

Come affermato nel paragrafo 8.2, in cui si definiva il valore di riflettanza, in questo paragrafo vengo mostrati i risultati di producibilità, stimati dal software, nel caso in cui fosse stato scelto un valore di riflettanza di 0,60 (Figura 73 e Figura 74) e questi risultati vengono confrontati con i risultati ottenuti impostando un valore di riflettanza pari a 0,13. In entrambi i casi, nei risultati del software confrontati, non si tiene conto dell'effetto dell'ombra che il camino sulla falda a Nord-Ovest del tetto, più vicino al colmo, genera sul campo fotovoltaico, in alcune ore del pomeriggio in certi mesi dell'anno. Per questo motivo qui di seguito si riportano anche i risultati di producibilità, stimati dal software, nel caso in cui fosse stato scelto un valore di riflettanza di 0,13, ottenuti senza considerare l'effetto dell'ombra del camino (Figura 75 e Figura 76).

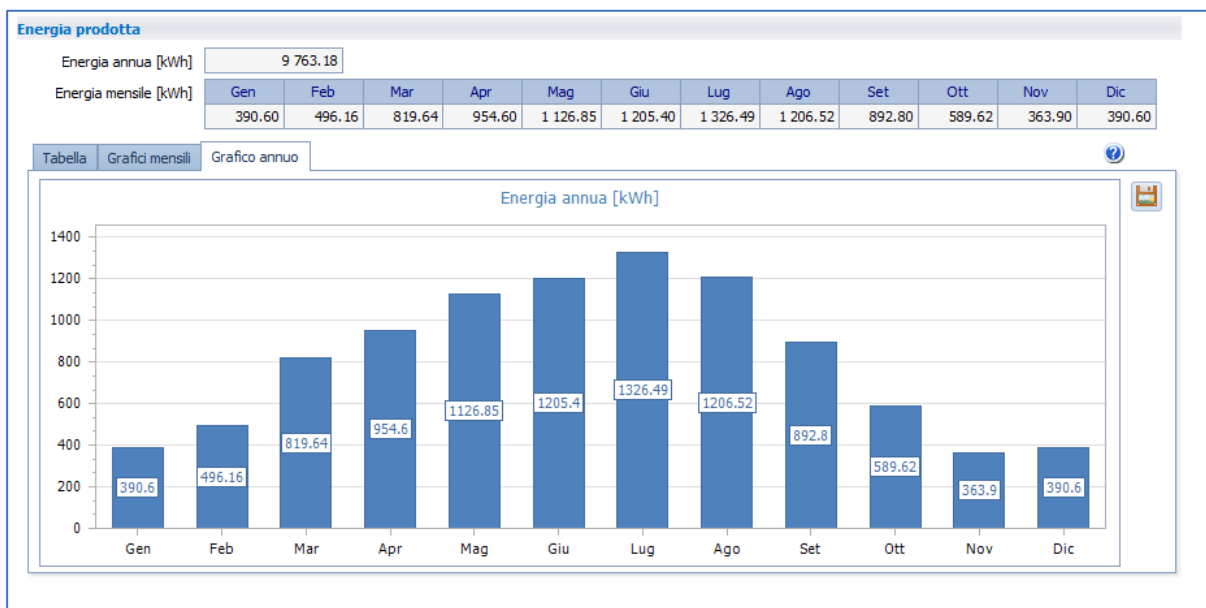


FIGURA 73: ENERGIA ANNUALE E MEDIA MENSILE CHE SI STIMA L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO PRODUCA, SELEZIONANDO IN FASE DI PROGETTO UN VALORE DI RIFLETTANZA DI 0,6 E NON CONSIDERANDO L'EFFETTO DELLE OMBRE GENERATE DAL CAMINO NEL POMERIGGIO

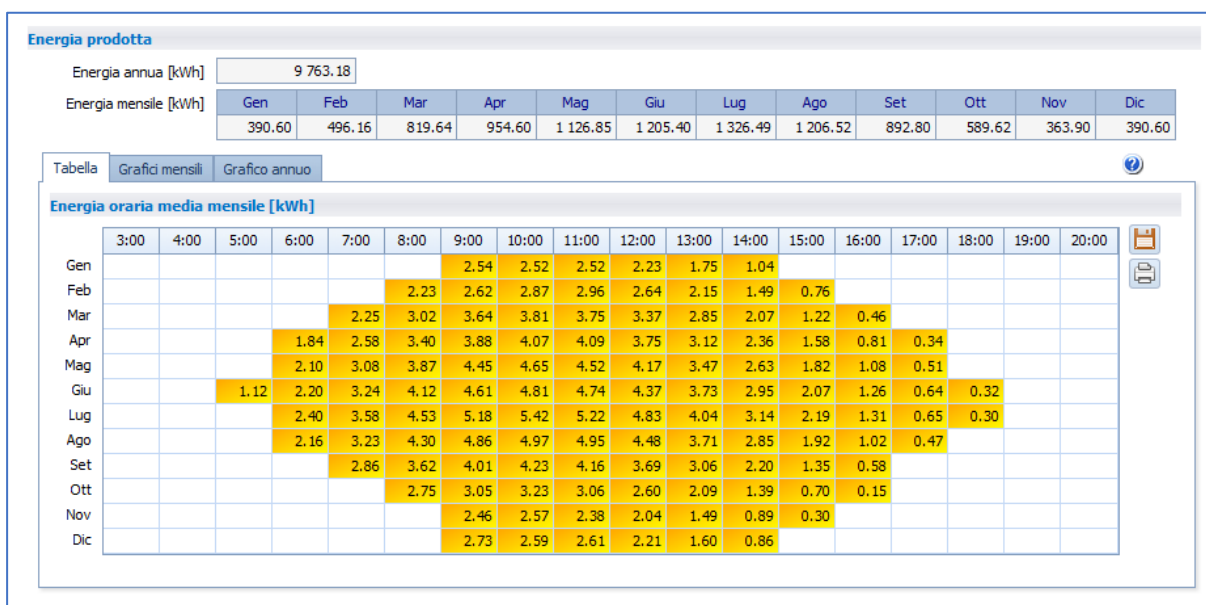


FIGURA 74: ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE CHE SI STIMA L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO PRODUCA, SELEZIONANDO IN FASE DI PROGETTO UN VALORE DI RIFLETTANZA DI 0,6 E NON CONSIDERANDO L'EFFETTO DELLE OMBRE GENERATE DAL CAMINO NEL POMERIGGIO

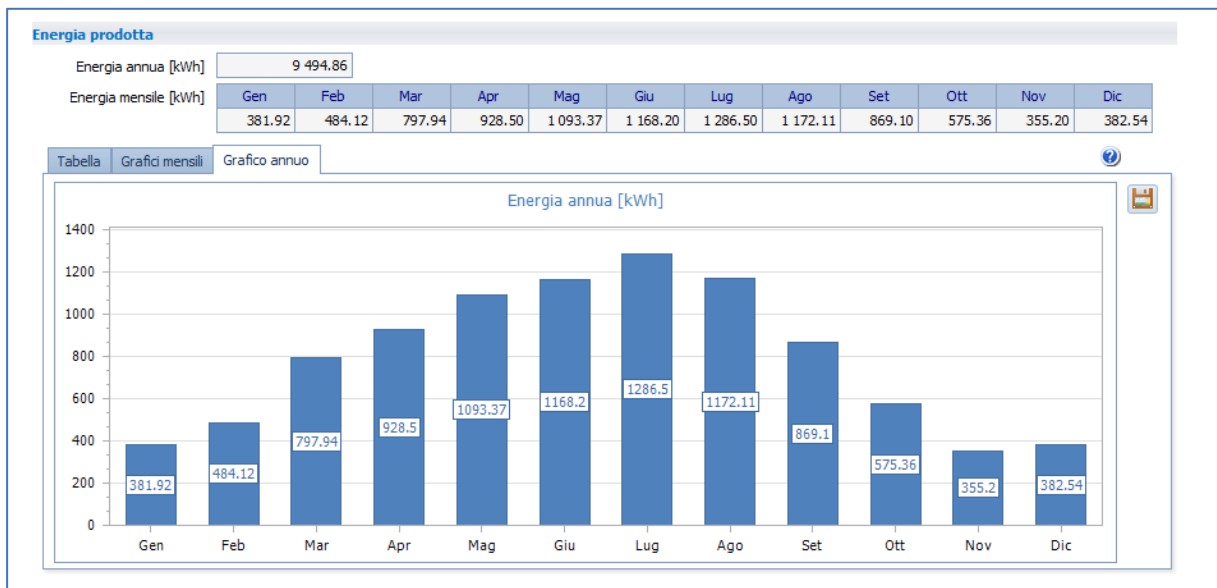


FIGURA 75: ENERGIA ANNUALE E MEDIA MENSILE CHE SI STIMA L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO PRODUCA, SELEZIONANDO IN FASE DI PROGETTO UN VALORE DI RIFLETTANZA DI 0,13 E NON CONSIDERANDO L'EFFETTO DELLE OMBRE GENERATE DAL CAMINO NEL POMERIGGIO

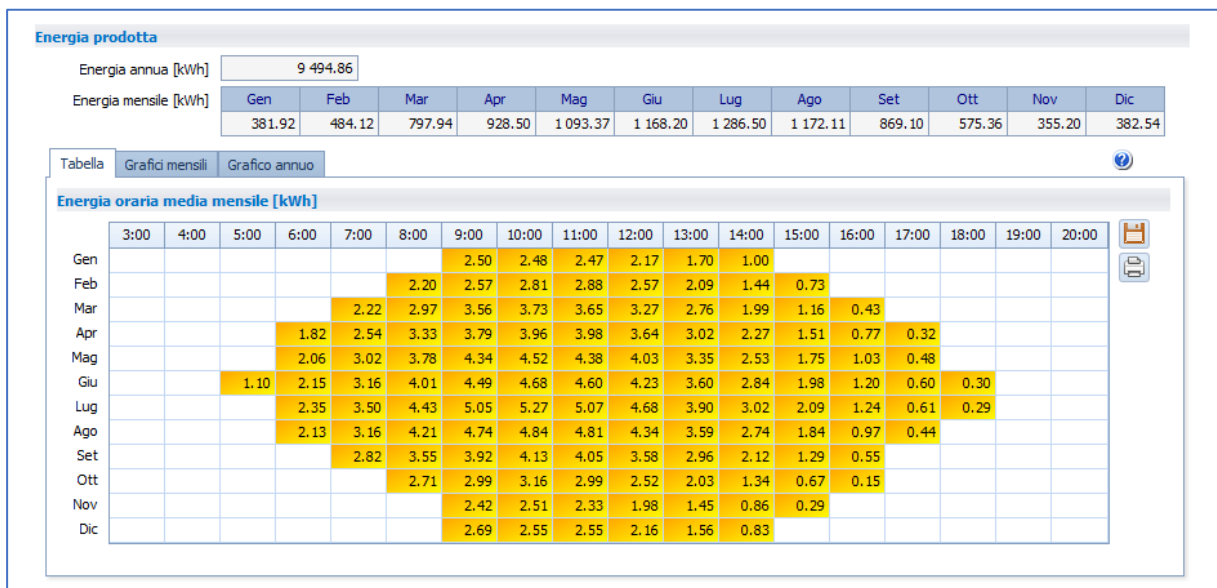


FIGURA 76: ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE CHE SI STIMA L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO PROGETTATO PRODUCA, SELEZIONANDO IN FASE DI PROGETTO UN VALORE DI RIFLETTANZA DI 0,13 E NON CONSIDERANDO L'EFFETTO DELLE OMBRE GENERATE DAL CAMINO NEL POMERIGGIO

I valori di energia che si stima l'impianto fotovoltaico possa produrre utilizzando un valore di riflettanza pari 0,6 (Figura 73 e Figura 74) sono confrontati con quelli ottenuti utilizzando il valore di riflettanza di 0,13 (Figura 75 e Figura 76) e i risultati di questo confronto sono mostrati nelle tabelle e grafici seguenti.

In particolare, nella Tabella 27 è riportato l'incremento di energia oraria media mensile [kWh], che si otterrebbe utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6; tale incremento è calcolato facendo la differenza ora per ora tra l'energia oraria media mensile ottenuta utilizzando il valore

di riflettanza pari a 0,6 e l'energia oraria media mensile ottenuta utilizzando il valore di riflettanza pari 0,13.

Nella successiva Tabella 28 tale incremento è espresso in termini percentuali rispetto al valore di energia oraria media mensile calcolata utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,13.

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,05	0,06	0,05	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,06	0,08	0,07	0,06	0,05	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,08	0,08	0,10	0,10	0,09	0,08	0,06	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,00	0,02	0,04	0,07	0,09	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	0,07	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00
Maggio	0,00	0,00	0,04	0,06	0,09	0,11	0,13	0,14	0,14	0,12	0,10	0,07	0,05	0,03	0,00	0,00	0,00
Giugno	0,00	0,02	0,05	0,08	0,11	0,12	0,13	0,14	0,14	0,13	0,11	0,09	0,06	0,04	0,02	0,00	0,00
Luglio	0,00	0,00	0,05	0,08	0,10	0,13	0,15	0,15	0,15	0,14	0,12	0,10	0,07	0,04	0,01	0,00	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,03	0,07	0,09	0,12	0,13	0,14	0,14	0,12	0,11	0,08	0,05	0,03	0,00	0,00	0,00
Settembre	0,00	0,00	0,00	0,04	0,07	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10	0,08	0,06	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,06	0,07	0,07	0,08	0,06	0,05	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,06	0,05	0,06	0,04	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,04	0,06	0,05	0,04	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 27: INCREMENTO DI ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh], UTILIZZANDO IL VALORE DI RIFLETTANZA PARI A 0,6

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,60%	1,61%	2,02%	2,76%	2,94%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Febbraio	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,36%	1,95%	2,14%	2,78%	2,72%	2,87%	3,47%	4,11%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Marzo	0,00%	0,00%	0,00%	1,35%	1,68%	2,25%	2,14%	2,74%	3,06%	3,26%	4,02%	5,17%	6,98%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Aprile	0,00%	0,00%	1,10%	1,57%	2,10%	2,37%	2,78%	2,76%	3,02%	3,31%	3,96%	4,64%	5,19%	6,25%	0,00%	0,00%	0,00%
Maggio	0,00%	0,00%	1,94%	1,99%	2,38%	2,53%	2,88%	3,20%	3,47%	3,58%	3,95%	4,00%	4,85%	6,25%	0,00%	0,00%	0,00%
Giugno	0,00%	1,82%	2,33%	2,53%	2,74%	2,67%	2,78%	3,04%	3,31%	3,61%	3,87%	4,55%	5,00%	6,67%	6,67%	0,00%	0,00%
Luglio	0,00%	0,00%	2,13%	2,29%	2,26%	2,57%	2,85%	2,96%	3,21%	3,59%	3,97%	4,78%	5,65%	6,56%	3,45%	0,00%	0,00%
Agosto	0,00%	0,00%	1,41%	2,22%	2,14%	2,53%	2,69%	2,91%	3,23%	3,34%	4,01%	4,35%	5,15%	6,82%	0,00%	0,00%	0,00%
Settembre	0,00%	0,00%	0,00%	1,42%	1,97%	2,30%	2,42%	2,72%	3,07%	3,38%	3,77%	4,65%	5,45%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Ottobre	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,48%	2,01%	2,22%	2,34%	3,17%	2,96%	3,73%	4,48%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Novembre	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,65%	2,39%	2,15%	3,03%	2,76%	3,49%	3,45%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Dicembre	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,49%	1,57%	2,35%	2,31%	2,56%	3,61%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

TABELLA 28: INCREMENTO DI ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE, UTILIZZANDO IL VALORE DI RIFLETTANZA PARI A 0,6 ESPRESSO IN PERCENTUALE

Osservando la Tabella 27 è possibile notare che utilizzando il valore di riflettanza di 0,6, l'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico aumenta solo sensibilmente nei mesi invernali (tra +0,03 kWh e +0,08 kWh) e in generale nelle prime ore del giorno e del mattino di tutti i mesi dell'anno (incremento sempre inferiore a 0,1 kWh), mentre si assiste ad un aumento più significativo dell'energia oraria media mensile prodotta nelle ore centrali della giornata, arrivando fino a +0,15 kWh dalle 10:00 alle 12:00 del mese di luglio. Invece osservando gli incrementi percentuali espressi in Tabella 28, si nota come essi sono sempre inferiori al +5%, in tutte le ore dell'anno, ad eccezione delle ultime ore della giornata da marzo a settembre in cui assumono valori anche maggiori del +6%; ciò è dovuto al fatto che in queste ultime ore della giornata i valori energia oraria media mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico sono molto bassi e quindi un lieve incremento in termini assoluti, si traduce in un alto incremento percentuale. Tuttavia, in generale l'incremento di energia oraria media mensile, ottenuto utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6, è molto basso (rimane sempre inferiore a +0,2 kWh) e quindi risulta essere un incremento davvero poco significativo.

Osservando l'incremento di energia media mensile [kWh], che si otterrebbe utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6 (Grafico 7, Tabella 29), si nota che, sebbene l'incremento percentuale rimanga sempre intorno al 2-3%, invece si ha un incremento in termini assoluti che nei mesi estivi supera i +30 kWh di energia media mensile prodotta.

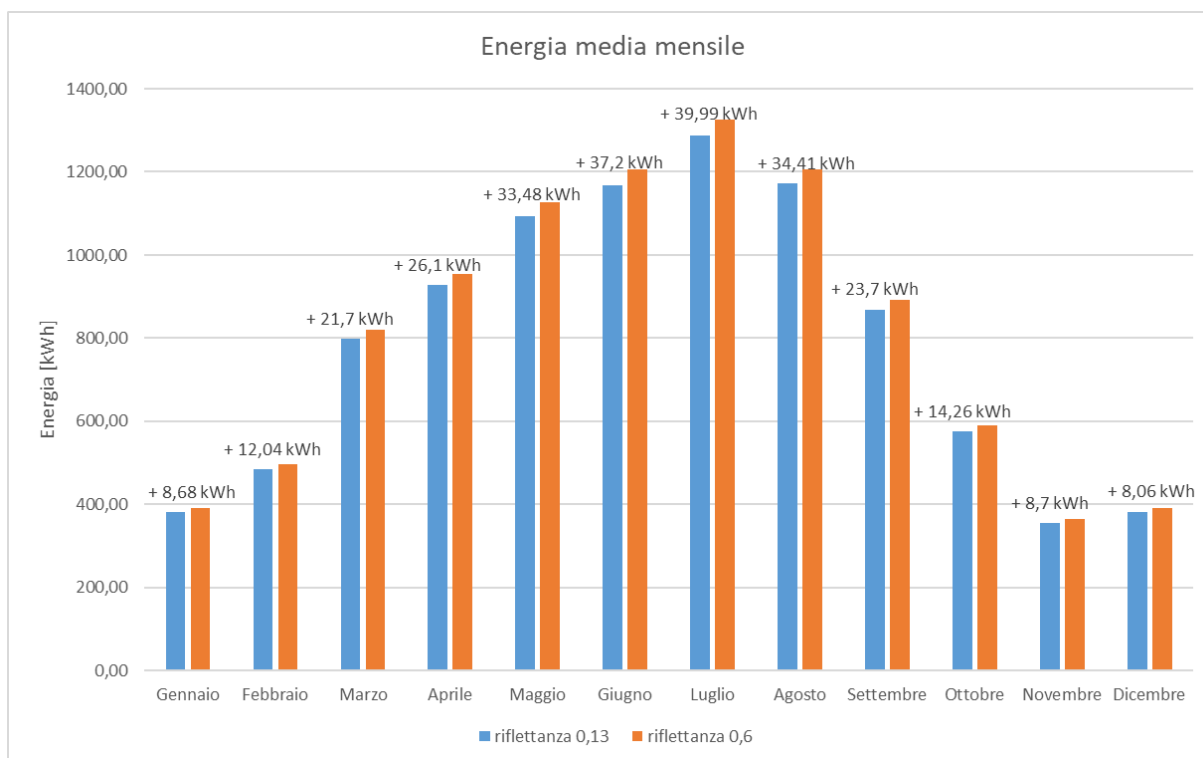


GRAFICO 7: ENERGIA MEDIA MENSILE STIMATA UTILIZZANDO IL VALORE DI RIFLETTANZA PARI A 0,6 E PARI A 0,13 E LORO DIFFERENZA

	Energia media mensile calcolata con riflettanza 0,6 meno energia media mensile calcolata con riflettanza 0,3	
	[kWh]	[%]
Gennaio	8,68	2%
Febbraio	12,04	2%
Marzo	21,70	3%
Aprile	26,10	3%
Maggio	33,48	3%
Giugno	37,20	3%
Luglio	39,99	3%
Agosto	34,41	3%
Settembre	23,70	3%
Ottobre	14,26	2%
Novembre	8,70	2%
Dicembre	8,06	2%

TABELLA 29: INCREMENTO DELL'ENERGIA MEDIA MENSILE OTTENUTO UTILIZZANDO IL VALORE DI RIFLETTANZA PARI A 0,6

Osservando infine il valore dell'energia annuale media che si stima l'impianto fotovoltaico produca nei due casi (Grafico 8), si nota come utilizzando il valore di riflettanza pari a 0,6, si otterrebbe un incremento dell'energia annuale prodotta di +268,32 kWh, che tuttavia in termini percentuali corrisponde a solo +2,83%.

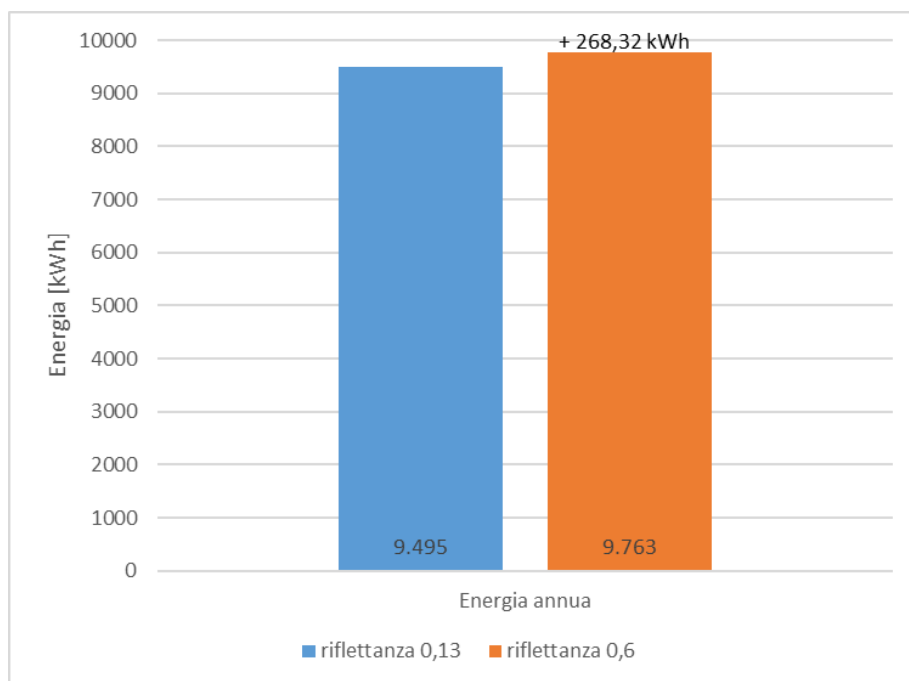


GRAFICO 8: ENERGIA ANNUALE STIMATA UTILIZZANDO IL VALORE DI RIFLETTANZA PARI A 0,6 E A 0,13 E LORO DIFFERENZA

In conclusione, come si vedrà nel Capitolo 9, i risultati ottenuti attraverso il software Solarius, utilizzando un valore di riflettanza pari a 0,13, sovrastimano la produzione di energia dell'impianto fotovoltaico monitorato, in quasi tutti i mesi dell'anno; quindi come conseguenza di ciò, i risultati ottenuti utilizzando un valore di riflettanza pari a 0,6 sono stati scartati, poiché contribuirebbero solo a sovrastimare ulteriormente i valori di energia oraria media mensile ottenuti elaborando i dati di monitoraggio. Per questo motivo si è scelto di utilizzare un valore di riflettanza pari a 0,13. Questa scelta può inoltre essere motivata considerando che i tetti bianchi che inizialmente si pensavano potessero contribuire ad innalzare notevolmente il valore della riflettanza (Figura 35), in realtà sono spostati leggermente a destra rispetto alla zona della falda del tetto occupata dai moduli e soprattutto potrebbero aver ridotto la loro capacità riflettente nel corso degli anni, in seguito all'accumulo di polvere e sporco su di essi.

CAPITOLO 9:

CONFRONTI E RISULTATI OTTENUTI

In questo capitolo si confrontano i risultati ottenuti dai due metodi utilizzati per stimare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico analizzato, con i valori di energia realmente prodotti da tale impianto fotovoltaico nel periodo in cui esso è stato monitorato, cioè ad un anno dal suo allacciamento alla rete elettrica

Inizialmente viene fatto un confronto puntuale, mese per mese, dei valori di energia oraria media mensile stimati nei due modi (come spiegato nei capitoli precedenti) e realmente prodotti dall'impianto, ottenuti analizzando i dati di monitoraggio; successivamente invece si svolge un confronto di più largo respiro considerando i valori di energia media mensile e di energia annua, stimati e prodotti dall'impianto fotovoltaico studiato.

9.1 CONFRONTI DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE STIMATA E REALMENTE PRODOTTI DALL'IMPIANTO FV

In questo paragrafo viene fatto un confronto, mese per mese, dei i valori di energia oraria media mensile dell'impianto fotovoltaico analizzato:

- realmente prodotta, ottenuta attraverso l'analisi dei dati di monitoraggio;
- stimata attraverso l'utilizzo di una formula teorica, a partire dai dati di irradianza di un anno meteorologico tipico (TMY), ottenuti da PVGIS;
- stimata attraverso l'utilizzo del software di progettazione fotovoltaica Solarius-PV.

Nel fare questo confronto si deve tenere conto del fatto che i valori di energia acquisiti dal sistema di monitoraggio si adattano automaticamente al cambio tra l'ora solare (UTC+1) e l'ora legale (UTC+2), senza necessità di interventi manuali, mentre invece i valori di energia stimati con i due modelli di stima utilizzati si riferiscono sempre all'ora solare (UTC+1). Quindi nei mesi in cui era in vigore l'ora legale (ottobre 2023 e poi da aprile ad agosto 2024), i valori di energia stimati vengono traslati in avanti di un'ora, così da poterli facilmente confrontare con i valori monitorati, che già tengono conto della presenza dell'ora legale in questi mesi. È necessario sottolineare che, eseguendo una semplificazione, si considera che in tutto il mese di ottobre era in vigore l'ora legale (anche se in realtà il passaggio dall'ora legale all'ora solare è avvenuto alle 3:00 del 29 ottobre) e allo stesso modo si considera che l'ora solare era in vigore per tutto il mese di marzo (anche se in realtà l'ora solare è stata mantenuta in vigore solo fino alle 2:00 del 31 marzo, in cui si è passati all'ora legale). In Tabella 30 è mostrato per ogni mese del periodo analizzato (dal 5 ottobre 2023 al 31 agosto 2024) se era presente l'ora legale o solare, con le opportune semplificazioni appena discusse.

Ottobre 2023	ora legale
Novembre 2023	ora solare
Dicembre 2023	ora solare
Gennaio 2024	ora solare
Febbraio 2024	ora solare
Marzo 2024	ora solare
Aprile 2024	ora legale
Maggio 2024	ora legale
Giugno 2024	ora legale
Luglio 2024	ora legale
Agosto 2024	ora legale

TABELLA 30: PRESENZA DELL'ORA SOLARE (UTC+1) O DELL'ORA LEGALE (UTC+2) NEI MESI DEL PERIODO MONITORATO

I valori di energia oraria media mensile ottenuti analizzando i dati di monitoraggio e utilizzando i due metodi di stima sono già stati mostrati nei rispettivi capitoli, ma vengono riportati anche qui di seguito traslando di un'ora in avanti i valori di energia stimati nei mesi in cui era presente l'ora legale, seguendo le indicazioni sopra discusse (Tabella 5, Tabella 31 e Tabella 32).

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	1,58	2,16	2,36	2,24	1,87	1,15	0,44	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,01	0,01	0,77	1,81	2,34	2,58	2,30	1,90	1,39	0,76	0,27	0,02	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,04	0,52	1,35	1,98	2,65	2,95	2,91	2,62	1,90	1,08	0,41	0,14	0,02	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,00	0,01	0,74	1,84	2,86	3,70	3,98	4,06	3,72	3,09	2,30	1,45	0,67	0,33	0,05	0,00
Maggio	0,00	0,00	0,16	0,89	2,02	3,07	3,84	3,76	3,60	3,33	2,74	2,13	1,49	0,75	0,37	0,17	0,01
Giugno	0,00	0,00	0,32	1,29	2,23	3,35	3,85	3,99	4,00	3,85	3,12	2,27	1,62	0,93	0,52	0,27	0,04
Luglio	0,00	0,00	0,19	1,08	2,30	3,47	4,12	4,50	4,49	4,48	3,72	2,91	1,88	0,93	0,41	0,17	0,02
Agosto	0,00	0,00	0,02	0,83	2,22	3,35	4,23	4,56	4,57	4,29	3,66	2,78	1,55	0,68	0,32	0,13	0,00
Settembre	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,58	1,67	2,47	2,97	2,89	2,49	1,88	1,29	0,55	0,21	0,01	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,03	1,21	2,33	2,98	3,12	2,74	1,82	0,90	0,26	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,01	0,32	1,53	2,09	2,36	2,01	1,65	0,78	0,20	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 5: ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODotta DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	2,14	2,79	3,10	2,96	2,53	1,82	0,90	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,00	0,58	2,12	2,64	3,03	3,01	2,32	1,98	1,23	0,41	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,46	2,14	3,03	3,68	3,61	3,79	3,35	2,62	1,80	0,85	0,30	0,02	0,00	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,00	0,10	1,56	2,87	4,10	4,59	4,82	4,54	4,28	3,51	2,27	1,17	0,49	0,20	0,00	0,00
Maggio	0,00	0,00	0,83	2,17	3,27	3,89	4,52	4,53	4,24	3,59	3,01	2,27	1,42	0,67	0,37	0,06	0,00
Giugno	0,00	0,04	0,99	2,24	3,26	4,37	4,79	4,97	4,60	4,11	3,46	2,56	1,62	0,67	0,48	0,19	0,00
Luglio	0,00	0,01	0,97	2,24	3,56	4,22	5,09	5,04	4,67	4,09	3,43	2,60	1,62	0,70	0,43	0,15	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,36	1,83	3,02	4,17	4,84	5,04	4,83	4,32	3,49	2,41	1,29	0,51	0,31	0,02	0,00
Settembre	0,00	0,00	0,00	0,92	2,16	2,99	3,42	3,43	3,55	3,08	2,50	1,64	0,80	0,37	0,05	0,00	0,00
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,81	1,69	2,25	2,52	2,49	2,05	1,70	1,06	0,42	0,13	0,00	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,30	1,29	1,28	1,46	1,56	1,36	0,90	0,49	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,15	2,80	2,95	2,62	2,15	1,51	0,57	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 31: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODotta DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS (TENENDO CONTO DELL'ORA LEGALE)

	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
Gennaio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	2,48	2,47	2,17	1,70	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Febbraio	0,00	0,00	0,00	0,00	2,20	2,57	2,81	2,88	2,57	2,09	1,44	0,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	2,22	2,97	3,56	3,73	3,65	3,27	2,76	1,99	1,05	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00
Aprile	0,00	0,00	0,00	1,82	2,54	3,33	3,79	3,96	3,98	3,64	3,02	2,27	1,21	0,61	0,26	0,00	0,00
Maggio	0,00	0,00	0,00	2,06	3,02	3,78	4,34	4,52	4,38	4,03	3,35	2,53	1,66	0,98	0,46	0,00	0,00
Giugno	0,00	0,00	1,10	2,15	3,16	4,01	4,49	4,68	4,60	4,23	3,60	2,84	1,88	1,14	0,57	0,28	0,00
Luglio	0,00	0,00	0,00	2,35	3,50	4,43	5,05	5,27	5,07	4,68	3,90	3,02	1,99	1,18	0,58	0,28	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	2,13	3,16	4,21	4,74	4,84	4,81	4,34	3,59	2,74	1,74	0,92	0,42	0,00	0,00
Settembre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,82	3,55	3,92	4,13	4,05	3,58	2,96	2,12	1,16	0,49	0,00	0,00	0,00
Ottobre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71	2,99	3,16	2,99	2,52	2,03	1,14	0,57	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00
Novembre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42	2,51	2,33	1,98	1,45	0,77	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dicembre	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	2,55	2,55	2,16	1,56	0,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELLA 32: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODotta DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV (TENENDO CONTO DELL'ORA LEGALE)

Osservando la Tabella 5 e la Tabella 31 è possibile notare a prima vista che il metodo di stima basato sull'utilizzo della formula teorica è in grado di stimare abbastanza bene, in ciascun mese dell'anno, il momento in cui l'impianto fotovoltaico inizia a produrre energia e quello in cui smette di produrne. Dall'altra parte invece, osservando la Tabella 5 e la Tabella 32, si nota che il metodo di stima basato sull'utilizzo del software Solarius-PV in alcuni mesi (gennaio, maggio, luglio, ottobre, novembre e dicembre) posticipa di un'ora il momento di accensione dell'impianto, rispetto a quanto osservato attraverso il sistema di monitoraggio e inoltre in tutti i mesi sovrastima di molto la quantità di energia che l'impianto produce nella prima ora di funzionamento.

I valori riportati in Tabella 5, Tabella 31 e Tabella 32 sono stati rappresentati all'interno dei grafici qui sotto mostrati (Grafico 9).

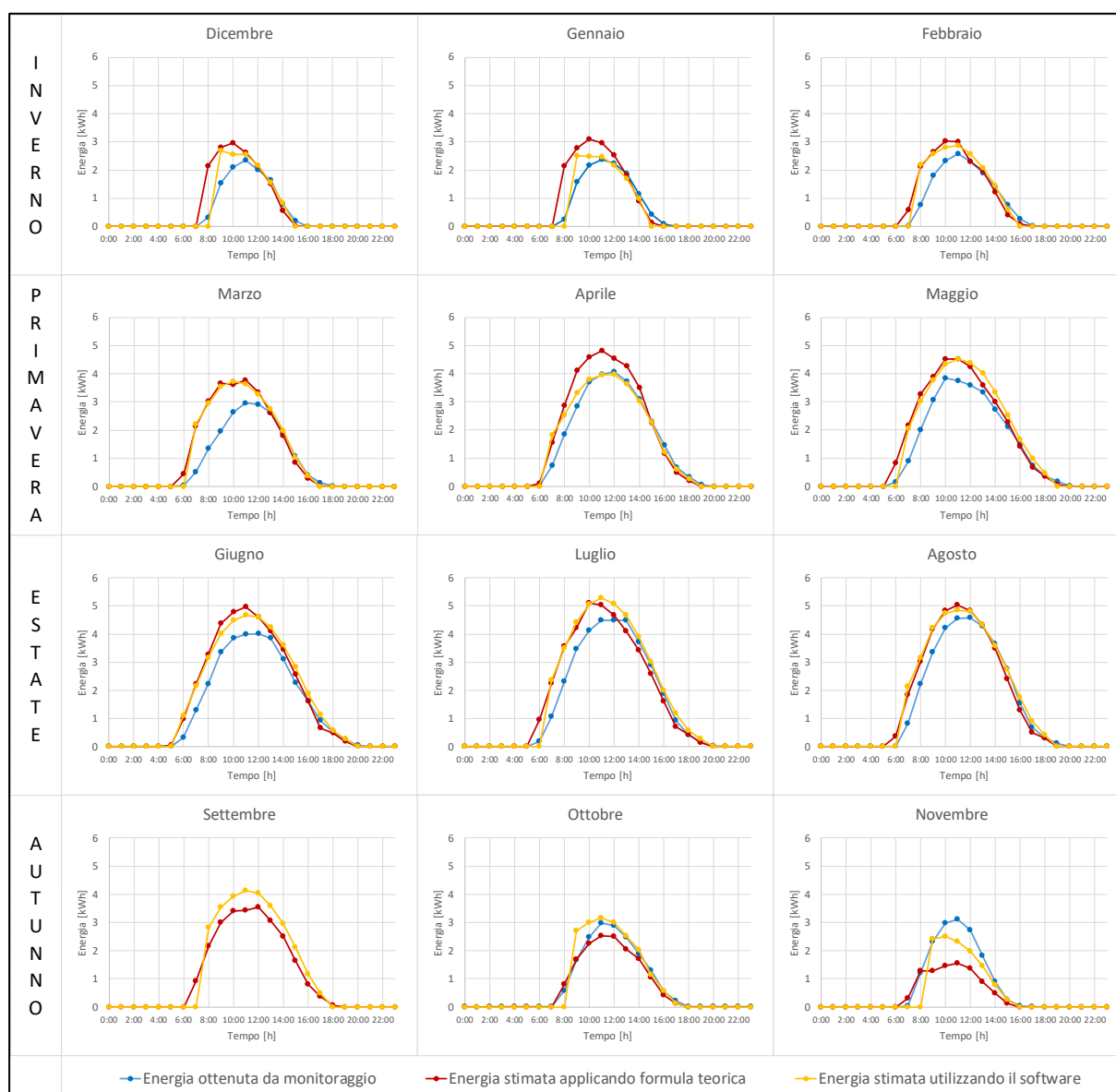


GRAFICO 9: VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE, OTTENUTI CON I DUE METODI DI STIMA E A PARTIRE DAI DATI DI MONITORAGGIO, A CONFRONTO

Nel Grafico 9 sono riportati, mese per mese, i valori di energia oraria media mensile:

- curva blu: energia realmente prodotta, ottenuta analizzando i dati di monitoraggio
- curva rossa: energia stimata utilizzando la formula teorica, a partire dai dati di irradianza di un anno meteorologico tipico (TMY), ottenuti da PVGIS
- curva gialla: energia stimata utilizzando il software di progettazione fotovoltaica Solarius-PV

Il primo mese che appare nel Grafico 9 non è gennaio, ma dicembre, al fine di suddividere i mesi dell'anno su 4 righe, ciascuna contenente i mesi caratteristici di ogni stagione.

Qui di seguito verrà analizzato nel dettaglio il Grafico 9, mese per mese, andando a calcolare quanto le due curve di stima della producibilità dell'impianto si discostano dalla curva dell'energia oraria media mensile ottenuta analizzando i dati di monitoraggio.

In tale analisi effettuata si trascurano i valori di energia oraria media mensile inferiori a 0,1 kWh in quanto troppo piccoli e non significativi; per questo motivo essi appaiono bianchi nella Tabella 5, Tabella 31 e Tabella 32, come se fossero dei valori pari a zero kWh. Oltre a ciò, si considera che la curva di previsione (curva rossa o gialla) approssimi bene i valori osservati, ottenuti analizzando i dati di monitoraggio (curva blu), se il divario tra le due è compreso tra -0,5 kWh e +0,5 kWh, in termini assoluti. Per meglio effettuare l'analisi tale divario è espresso anche in termini percentuali rispetto alla curva dei dati di monitoraggio, attraverso l'utilizzo della seguente formula:

$$\text{divario}_{\%} = \frac{P_i - O_i}{O_i} \cdot 100 \quad (14)$$

con:

P_i = valore previsto da uno dei due metodi di stima utilizzato (cioè valore della curva rossa o gialla)

O_i = valore osservato attraverso l'analisi dei dati di monitoraggio (cioè valore della curva blu)

Il divario espresso in termini percentuali è:

- pari a 0%, quando che le due curve sono coincidenti o entrambi i due valori confrontati sono pari a zero
- pari a -100% quando il valore di stima (P_i) è pari a zero e quindi lo scarto percentuale viene calcolato rispetto a sé stesso
- non è possibile calcolarlo e quindi sarà indicato con il simbolo “-“, in tabella, quando a quell'ora il valore osservato attraverso il monitoraggio (O_i) è pari a zero

Inoltre, al fine di avere un parametro che consenta di affermare quanto la curva dei valori stimati, con uno dei due metodi, approssimi bene la curva dei valori osservati attraverso il monitoraggio, in ciascun mese considerato, viene calcolato il RMSE (= Root Mean Squared Error), cioè la radice quadrata dell'errore quadratico medio. Esso è una misura statistica particolarmente utile nel confronto tra due curve, per valutare quanto le previsioni si discostano dai valori osservati e viene calcolato effettuando i seguenti passaggi:

- per ogni punto delle curve, si calcola la differenza tra il valore previsto (P_i) e il valore osservato (O_i), cioè l'errore in termini assoluti
- poi si calcola il quadrato di ciascun errore
- dopo si calcola la media aritmetica dei quadrati ottenuti
- infine, si calcola la radice quadrata della media ottenuta

La formula da applicare quindi è la seguente:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_i - O_i)^2} \quad (15)$$

con:

P_i = valore previsto da uno dei due metodi di stima utilizzato (cioè valore della curva rossa o gialla)

O_i = valore osservato attraverso l'analisi dei dati di monitoraggio (cioè valore della curva blu)

N = numero totale di punti considerati, cioè numero totale delle ore in cui l'impianto FV produce un valore di energia medio monitorato o stimato maggiore di 0,1 kWh

Il Root Mean Squared Error (RMSE), consente di valutare quanto bene una curva approssimi l'altra e in questo caso quantifica la differenza, che ci aspetteremmo di vedere in media, tra i valori di energia oraria medi mensili previsti (ottenuti utilizzando uno dei due metodi di stima) e i valori invece osservati (ottenuti analizzando i dati di monitoraggio). Esso utilizza le stesse unità di misura dei valori analizzati (in questo caso kWh) e quindi fornisce una misura della precisione delle previsioni, aiutando a capire quanto i dati previsti si discostano dalla curva dei dati osservati. Un RMSE basso indica che la curva prevista è vicina ai valori osservati, suggerendo quindi una buona approssimazione.

In aggiunta a quanto illustrato sopra, al fine di effettuare un confronto che considerasse il più possibile tutte le variabili, si sono anche considerate quali sono state le condizioni climatiche dei mesi del 2023/2024, del periodo in cui l'impianto è stato monitorato e dei mesi del TMY, utilizzato per stimare la producibilità dell'impianto applicando la formula teorica. Tali condizioni climatiche, analizzate nei rispettivi capitoli (Capitolo 6 e Capitolo 7) sono state riassunte nella seguente Tabella 33.

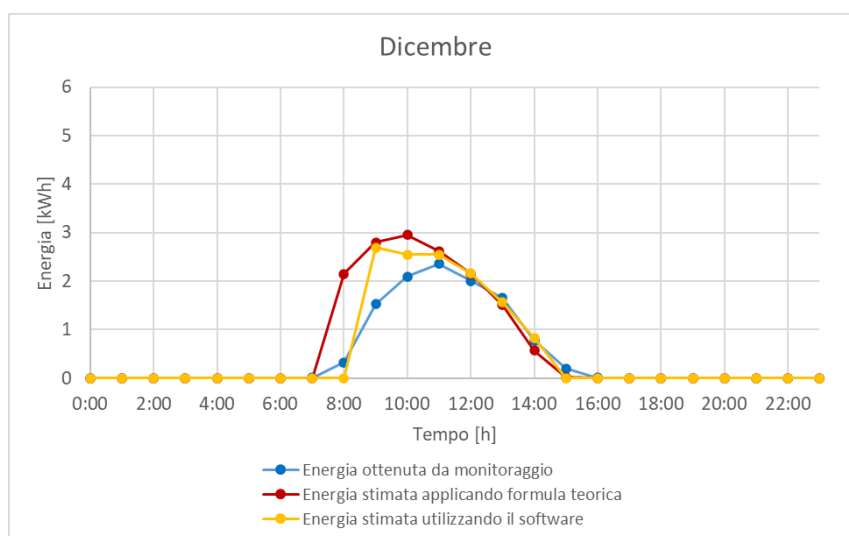
		Periodo monitoraggio (2023/2024)	Anno meteorologico tipico (TMY)
Gennaio	giorni di sole	18	18
	giorni nuvolosi	9	10
	giorni di pioggia	4	3
Febbraio	giorni di sole	12	11
	giorni nuvolosi	8	9
	giorni di pioggia	9	8
Marzo	giorni di sole	13	16
	giorni nuvolosi	5	6
	giorni di pioggia	13	9
Aprile	giorni di sole	13	16
	giorni nuvolosi	10	8
	giorni di pioggia	7	6
Maggio	giorni di sole	8	13
	giorni nuvolosi	9	6
	giorni di pioggia	14	12
Giugno	giorni di sole	10	13
	giorni nuvolosi	9	8
	giorni di pioggia	11	9
Luglio	giorni di sole	7	11
	giorni nuvolosi	18	10
	giorni di pioggia	6	10
Agosto	giorni di sole	15	15
	giorni nuvolosi	11	12
	giorni di pioggia	5	4
Settembre	giorni di sole	-	4
	giorni nuvolosi	-	12
	giorni di pioggia	-	14
Ottobre	giorni di sole	9	5
	giorni nuvolosi	11	17
	giorni di pioggia	7	9
Novembre	giorni di sole	16	2
	giorni nuvolosi	10	7
	giorni di pioggia	4	21
Dicembre	giorni di sole	14	13
	giorni nuvolosi	13	14
	giorni di pioggia	4	4

TABELLA 33: NUMERO DI GIORNI DI SOLE, NUVOLOSI E DI PIOGGIA DI CIASCUN MESE DEL PERIODO DI MONITORAGGIO CONSIDERATO E DELL'ANNO METEOROLOGICO TIPICO UTILIZZATO

Qui di seguito si procede ad analizzare nel dettaglio il Grafico 9, mese per mese, con tutte le considerazioni di cui sopra.

Dicembre

Osservando il particolare del mese di dicembre nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come la curva rossa sia in grado di stimare molto bene l'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto FV solo a partire dalle 11:00 in avanti, mentre invece sovrastima la quantità di energia prodotta nella prima metà della giornata. Dall'altra parte invece la curva gialla è in grado di stimare piuttosto bene l'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto FV in quasi tutte le ore della giornata. Un dettaglio del divario presente tra le curve è riportato in Tabella 34.



PARTICOLARE DEL MESE DI DICEMBRE DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
08:00	✗ 1,83	569%	✓ -0,32	-100%
09:00	✗ 1,27	83%	✗ 1,16	76%
10:00	✗ 0,86	41%	✓ 0,46	22%
11:00	✓ 0,26	11%	✓ 0,19	8%
12:00	✓ 0,14	7%	✓ 0,15	8%
13:00	✓ -0,14	-9%	✓ -0,09	-5%
14:00	✓ -0,21	-27%	✓ 0,05	6%
15:00	✓ -0,18	-93%	✓ -0,20	-100%
RMSE =	0,86	kWh	0,47	kWh

TABELLA 34: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI DICEMBRE: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 34 è possibile notare quanto detto sopra, in particolare si osserva che:

- I valori di energia oraria media stimati utilizzando la formula teorica si discostano di molto da quelli ottenuti analizzando il sistema monitoraggio dell'impianto, nelle prime ore del mattino fino alle 10:00; in particolare alle 8:00 del mattino utilizzando la formula teorica si stima che l'impianto in media produce 1,83 kWh in più, pari al +569%, rispetto

a quanto in realtà in media produce, pari a solo 0,32 kWh (Tabella 5). Invece lo scarto tra le due curve (curva rossa e blu) si riduce di molto dalle 11:00 in avanti, rimanendo sempre inferiore a 0,5 kWh in termini assoluti, fino alla fine della giornata, sebbene alle 15:00 si stima che l'impianto in media produca solo 0,01 kWh (Tabella 31), cioè il 93% in meno rispetto a quanto invece in media ancora produce a quest'ora, pari a 0,20 kWh (Tabella 5).

- Dall'altra parte, invece il divario tra i valori di energia oraria media stimati utilizzando il software Solarius (curva gialla) e quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) è sempre inferiore a 0,5 kWh, in termini assoluti, tranne alle 9:00, in cui il software sovrastima una produzione media di energia di +1,16 kWh, corrispondente al +76%, rispetto a quanto l'impianto in media produce, pari a 1,53 kWh (Tabella 5). Tuttavia, nelle altre ore del giorno gli scarti in termini percentuali sono molto bassi, tranne alle 8:00 e alle 15:00, in cui lo scarto percentuale è del -100%, poiché il software stima un valore medio di energia pari a zero, quando invece in realtà l'impianto in media produce piccoli quantitativi di energia (0,32 kWh alle 8:00 e 0,20 kWh alle 15:00, visibili in Tabella 5).

Osservando i valori dello RMSE calcolati, si nota che il divario tra la curva rossa e blu presenta un RSME pari a 0,86 kWh, valore non basso, ma neanche eccessivamente elevato, che testimonia che sono presenti delle discrepanze significative tra le curve in alcuni momenti della giornata, come di fatto accade al mattino. Dall'altra parte il divario tra la curva gialla e blu presenta un RSME pari a 0,47 kWh, quindi piuttosto basso, a testimonianza che la curva gialla è in grado di approssimare in modo accettabile la curva blu. Complessivamente si può affermare che i valori di energia oraria media stimati utilizzando il software Solarius sono in grado di approssimare in modo molto più accurato i valori osservati, come indicato dal RMSE inferiore e dagli scarti generalmente più bassi.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare come il mese di dicembre 2023 presenta caratteristiche meteorologiche quasi identiche a quelle di dicembre del TMY considerato, con una distribuzione simile di giorni soleggiati, nuvolosi e piovosi. Per questo motivo ci si aspetterebbe che le curve rossa e blu siano pressoché sovrapponibili, come di fatto avviene dalle 11:00 in avanti, ma non nelle prime ore del mattino. Andando ad indagare i motivi di questa sovrastima notevole presente nelle prime ore del mattino, in seguito ad un'osservazione più attenta della zona circostante all'impianto, si è notata la presenza di un edificio, (alto all'incirca 9 m) ubicato a Est ad una distanza di circa 25 m dall'impianto fotovoltaico, che proietta la sua ombra sulla falda del tetto su cui sono installati i moduli fotovoltaici dalle 8:00 alle 10:00 circa, per quasi tutto il mese di dicembre (a scopo indicativo in Figura 77 è mostrata un'approssimazione dell'ombra di questo edificio sull'impianto alle 8:15 del 15 dicembre, utilizzando il programma web SunCalc [35]; l'impianto fotovoltaico analizzato è quello più a sud tra i due sulla falda del tetto).

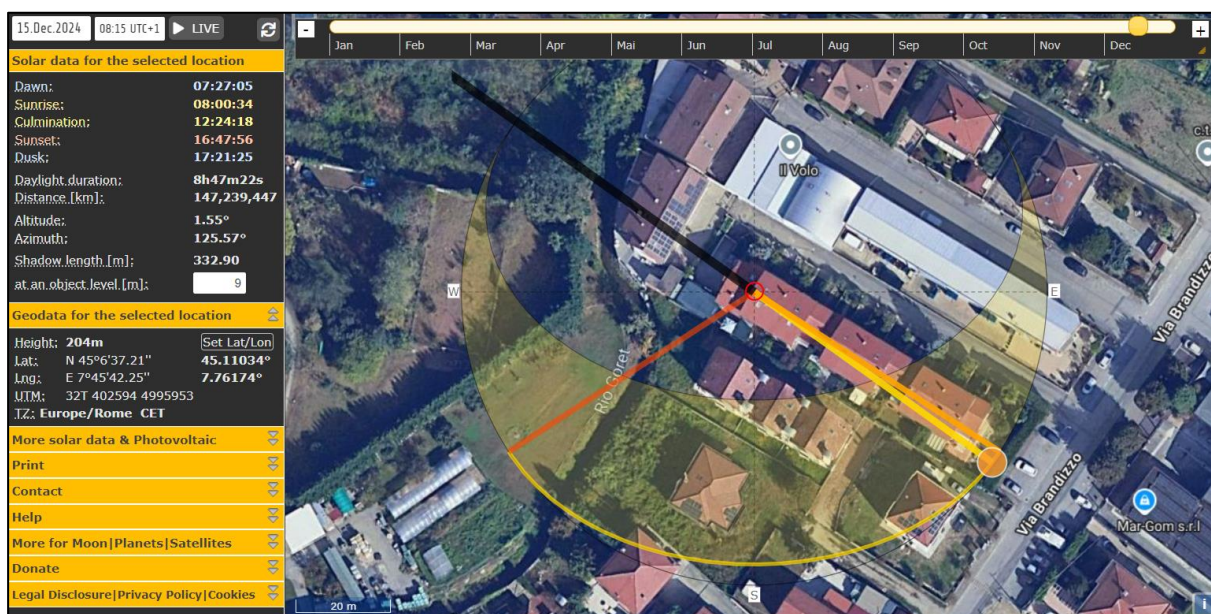
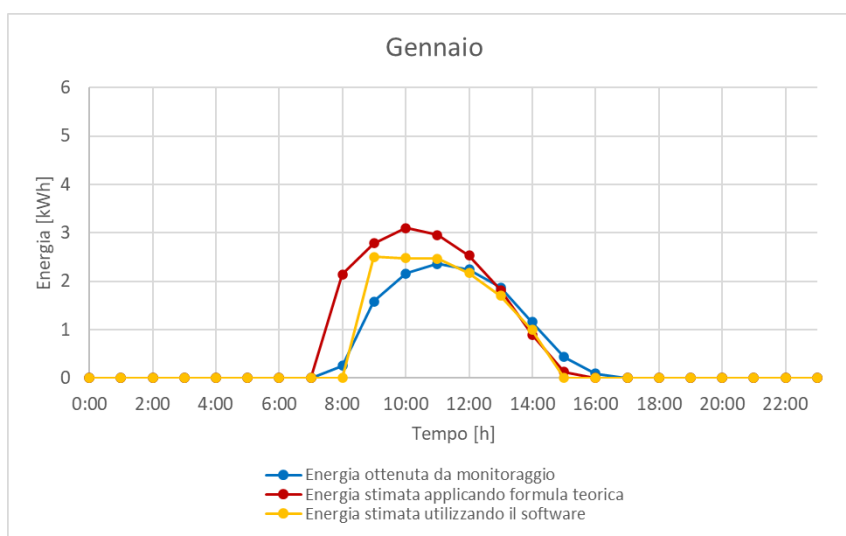


FIGURA 77: OMBRA SUI MODULI FV ALLE 8:15 DEL 15 DICEMBRE (OSSERVATA ATTRAVERSO IL PROGRAMMA WEB SUNCALC [35])

Questo ombreggiamento nelle ore del mattino spiegherebbe poiché i modelli di stima sovrastimano la quantità di energia prodotta nelle prime ore del mattino. Esso è stato analizzato nel dettaglio nel mese di gennaio, in quanto anche a gennaio è presente.

Gennaio

Osservando il particolare del mese di gennaio nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) si comportino allo stesso modo di come già osservato a dicembre, cioè la curva rossa è in grado di stimare bene l'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto FV solo a partire da mezzogiorno in avanti, mentre invece la curva gialla è in grado di fornire valori di stima corretti in quasi tutte le ore della giornata. Un dettaglio della differenza presente tra le curve è riportato in Tabella 35.



PARTICOLARE DEL MESE DI GENNAIO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
08:00	✗ 1,89	743%	✓ -0,25	-100%
09:00	✗ 1,21	76%	✗ 0,92	58%
10:00	✗ 0,93	43%	✓ 0,32	15%
11:00	✗ 0,59	25%	✓ 0,11	5%
12:00	✓ 0,29	13%	✓ -0,07	-3%
13:00	✓ -0,06	-3%	✓ -0,17	-9%
14:00	✓ -0,26	-22%	✓ -0,15	-13%
15:00	✓ -0,31	-71%	✓ -0,44	-100%
RMSE =	0,90	kWh	0,40	kWh

TABELLA 35: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI GENNAIO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 35 è possibile notare quanto detto sopra, in particolare si osserva che:

- I valori di energia oraria media stimati utilizzando la formula teorica si discostano di molto quelli ottenuti analizzando il sistema monitoraggio dell'impianto in tutte le ore della mattina, come già accadeva nel mese di dicembre; in particolare alle 8:00 del mattino utilizzando la formula teorica si stima che l'impianto in media produce 1,89 kWh in più, pari al +743%, rispetto a quanto in realtà in media produce, pari a 0,25 kWh (Tabella 5). La stima migliora invece da mezzogiorno in avanti, in quanto lo scarto tra i due rimane sempre inferiore a 0,5 kWh in termini assoluti, sebbene alle 15:00 si stima che l'impianto in media produca solo 0,13 kWh (Tabella 31), cioè il 71% in meno rispetto a quanto invece in media produce, pari a 0,44 kWh (Tabella 5).
- Dall'altra parte, il divario tra i valori di energia oraria media stimati utilizzando il software Solarius (curva gialla) e quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) è sempre inferiore a 0,5 kWh, in termini assoluti, tranne alle 9:00, in cui il software sovrastima una produzione media di energia di 0,92 kWh in più, corrispondente al +58%, rispetto a quanto l'impianto in media produce, pari a 1,58 kWh (Tabella 5), contro i 2,50 kWh stimati (Tabella 32).

Osservando i valori dello RMSE calcolati si nota come entrambi assumano dei valori pressoché simili a quelli del mese di dicembre, ossia basso per la stima effettuata utilizzando il software Solarius e non trascurabile, sebbene non sia eccessivamente elevato, per la stima effettuata utilizzando la formula teorica; ne derivano le stesse considerazioni fatte per il mese di dicembre. Ciò significa che la curva dei valori previsti utilizzando il software Solarius (curva gialla) approssima in modo decisamente accettabile la curva dei valori osservati (curva blu), in quanto in media si discosta da essa di solo $\pm 0,40$ kWh.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare come il mese di gennaio 2024, del periodo di monitoraggio considerato e gennaio 2017, dell'anno meteorologico tipico, presentano all'incirca le stesse condizioni meteorologiche, in particolare sono caratterizzati da esattamente lo stesso numero di giorni di sole. Come per il mese di dicembre, ci si aspetterebbe quindi che la curva dell'energia oraria media mensile stimata a partire dai valori di irradianza del TMY

(curva rossa) e la curva dei dati osservati attraverso il sistema di monitoraggio (curva blu) presentino un andamento molto simile (come di fatto accade dalle 12:00 in avanti). Tuttavia, ciò non accade nelle prime ore del mattino, sempre per via dell'ombra che l'edificio in prossimità dell'impianto proietta sui moduli dalle 8:00 alle 10:00 circa, che, come per il mese di dicembre, non è stata considerata nelle stime effettuate, ma solo osservata successivamente in modo approssimativo utilizzando il programma web SunCalc [35] (Figura 78).

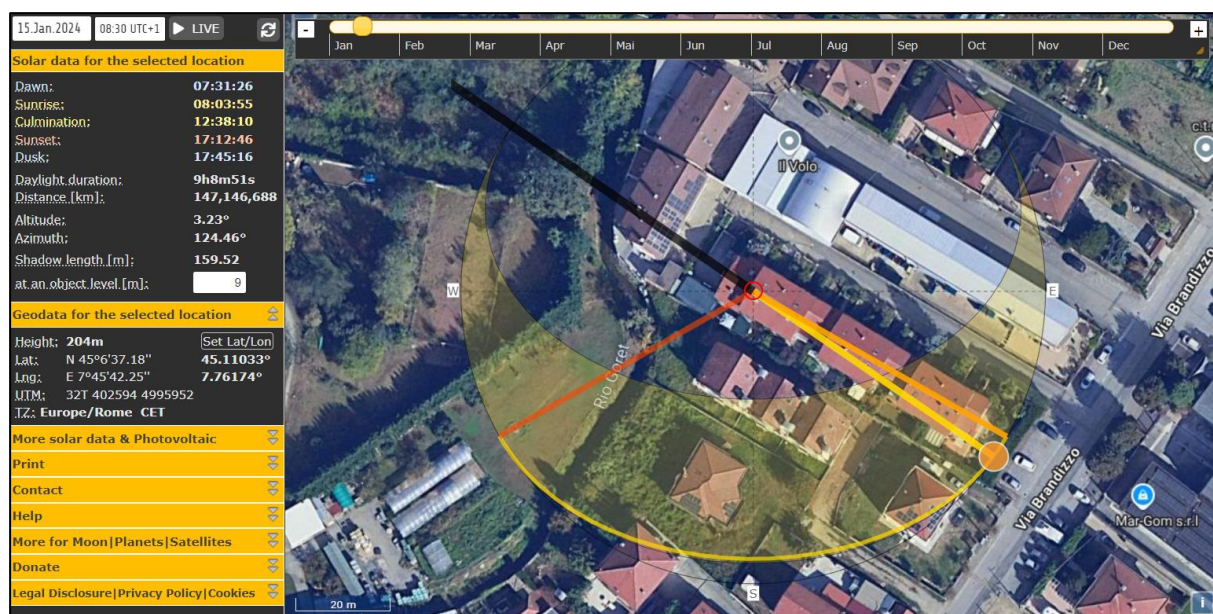


FIGURA 78: OMBRA SUI MODULI FV ALLE 8:30 DEL 15 GENNAIO (OSSERVATA ATTRAVERSO IL PROGRAMMA WEB SUNCALC [35])

Per valutare se sia effettivamente quest'ombra non considerata il motivo per cui i modelli sovrastimano la reale producibilità dell'impianto al mattino, si è analizzato a titolo d'esempio il giorno 15 del mese di gennaio, in quanto sia il 15 gennaio del 2024 monitorato sia il 15 gennaio del 2017 del TMY sono stati una giornata di sole (Tabella 10 e Tabella 21). Attraverso l'osservazione dell'ombra in modo semplificato con il sito web SunCalc [35], si è supposto che dalle 8:00 alle 10:00, del 15 gennaio, tutti i moduli dell'impianto fossero in ombra e in queste ore la presenza dell'ombra sui moduli è stata considerata nel modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica, utilizzando all'interno dell'equazione 11 il valore dell'irradianza diffusa, anziché quello dell'irradianza globale.

Il risultato ottenuto modificando così il modello è riportato nel seguente Grafico 10 in cui:

- curva blu: energia realmente prodotta, ottenuta analizzando i dati di monitoraggio
- curva rossa: energia stimata utilizzando la formula teorica
- curva arancione: energia stimata utilizzando la formula teorica e considerando in modo approssimativo l'ombra sui moduli dell'impianto FV, quando è presente

Inoltre, in Tabella 36 è riportato il dettaglio delle discrepanze presenti tra le curve.

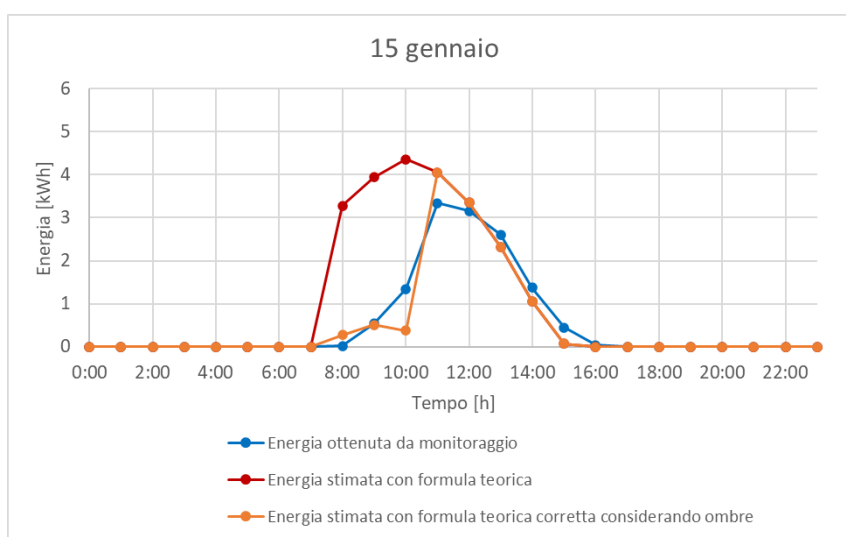


GRAFICO 10: PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO FV AL 15 GENNAIO OSSERVATA ATTRAVERSO IL MONITORAGGIO E STIMATA CON IL PRIMO MODELLO

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva arancione e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
08:00	✗ 3,26	16297%	✓ 0,26	1289%
09:00	✗ 3,41	631%	✓ -0,03	-5%
10:00	✗ 3,02	225%	✗ -0,97	-72%
11:00	✗ 0,71	21%	✗ 0,71	21%
12:00	✓ 0,20	6%	✓ 0,20	6%
13:00	✓ -0,29	-11%	✓ -0,29	-11%
14:00	✓ -0,31	-23%	✓ -0,31	-23%
15:00	✓ -0,37	-83%	✓ -0,37	-83%
RMSE =	2,01	kWh	0,48	kWh

TABELLA 36: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA DEL 15 GENNAIO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA ARANCIONE E BLU (DESTRA)

Osservando il Grafico 10 si nota a prima vista come il modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica, senza considerare la presenza dell'ombra sui moduli (curva rossa), sovrastima notevolmente la reale quantità di energia prodotta dall'impianto (curva blu) nella mattinata del 15 gennaio, in particolare dalle 8:00 alle 11:00 (come già osservato in precedenza nel particolare del mese di gennaio del Grafico 9); ciò è visibile anche osservando in Tabella 36 il divario notevole presente tra la curva rossa e blu dalle 8:00 alle 10:00 (sempre superiore ai 3 kWh in termini assoluti in queste ore) e osservando il valore elevato dello RMSE, pari a 2,01 kWh, che evidenzia come la stima fatta sia decisamente non accettabile, per via della discrepanza significativa presente tra le curve al mattino.

Dall'altra parte invece la stima dell'energia prodotta dall'impianto utilizzando la formula teorica considerando anche in modo approssimativo la presenza dell'ombra (curva arancione) è in grado di approssimare decisamente meglio i valori di energia realmente prodotti dall'impianto fotovoltaico il 15 gennaio (curva blu), come testimoniano in Tabella 36 i valori

inferiori di discrepanza tra la curva arancione e blu, nelle prime ore del mattino e il basso valore dello RMSE, pari solo a 0,48 kWh, che sottolinea una approssimazione accettabile della curva blu.

È quindi confermato che il motivo per cui il modello basato sull'utilizzo della formula teorica sovrastima i valori di energia oraria media mensile realmente prodotta dall'impianto nel mese di gennaio è dovuto alla presenza dell'ombra che un edificio ubicato in prossimità dell'impianto proietta su alcuni dei moduli dalle 8:00 alle 10:00 circa.

Osservando la Tabella 36 è necessario ancora sottolineare che il motivo per cui il modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica, anche considerando in modo approssimativo l'ombra (curva arancione), non sia in grado di approssimare in modo del tutto accettabile i valori osservati alle 10:00 e alle 11:00 del 15 gennaio, è dovuto al fatto che in realtà tra le 9:00 e le 10:00 non tutti i moduli sono in ombra come supposto. Infatti, in realtà il numero di moduli in ombra si riduce progressivamente a partire dalle 9:30 circa in avanti, finché alle 10:00 sono in ombra soltanto più alcuni dei moduli in prossimità del secondo lucernario; inoltre, quest'ombra rimane su alcuni moduli ancora all'incirca fino verso alle 10:30, per poi sparire alle 11:00. Nelle considerazioni fatte per il 15 gennaio ciò non è stato considerato, poiché, come già affermato, attraverso l'utilizzo del sito web SunCalc [35] è possibile avere solo una visualizzazione approssimativa dei moduli effettivamente in ombra. Per questo la curva arancione è stata calcolata supponendo che tutti i moduli siano in ombra dalle 8:00 alle 10:00 e sottostima di 0,97 kWh la quantità di energia realmente prodotta alle 10:00 e sovrastima invece di 0,71 kWh la quantità di energia realmente prodotta alle 11:00 (Tabella 36).

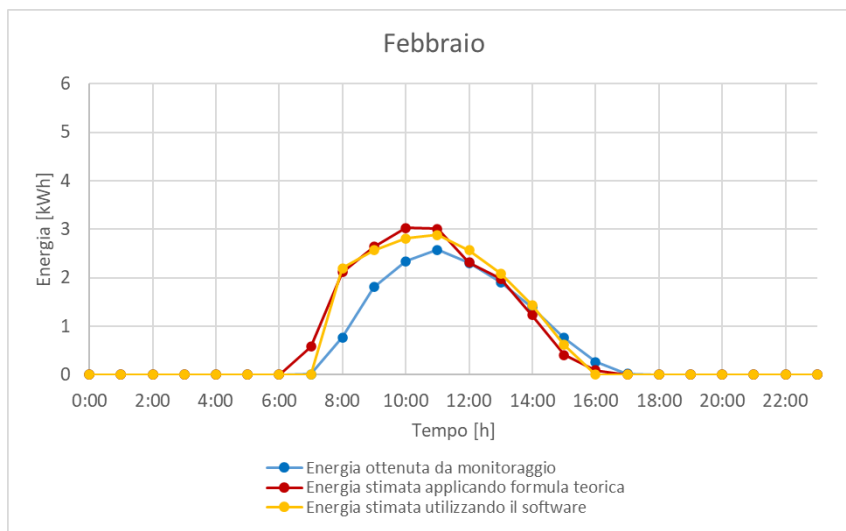
In conclusione in questo lavoro di tesi non è stato possibile considerare la presenza di quest'ombra nei modelli utilizzati, per il calcolo dei valori di energia oraria media mensile, in quanto non è possibile determinare con precisione il numero dei moduli colpiti dall'ombra e supporre che tutti i moduli siano in ombra dalle 8:00 alle 10:00 (come fatto analizzando il 15 gennaio) per tutto il mese di gennaio e i mesi successivi in cui alcuni dei moduli sono sottoposti all'ombra, porterebbe ad una sottostima eccessiva della quantità di energia effettivamente prodotta. Sarebbe necessario utilizzare un software che consenta di stabilire in modo più preciso i moduli effettivamente interessati dall'ombra, rispetto a quanto si può fare attraverso la semplice osservazione con il sito web SunCalc [35]. Quindi queste considerazioni fatte per il 15 gennaio non sono state ripetute per i successivi mesi.

Per il futuro come già affermato si potrebbe pensare di utilizzare un software specifico che consenta di visualizzare nel dettaglio l'ombra presente sui moduli, così da poterla valutare nel modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica, prendendo in considerazione nell'equazione utilizzata solo la presenza dell'irradianza diffusa sui moduli in ombra, nelle ore in cui questa è presente.

Febbraio

Osservando il particolare del mese di febbraio nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentino un andamento molto simile tra loro. La curva rossa si comporta allo stesso modo di come già osservato a dicembre e a gennaio (tuttavia allontanandosi meno dalla

curva blu nelle prime ore del mattino), mentre invece la curva gialla si discosta maggiormente da quella blu nelle prime ore del mattino, rispetto a quanto accadeva invece a dicembre e gennaio. Un dettaglio della discrepanza presente tra le curve è riportato in Tabella 37.



PARTICOLARE DEL MESE DI FEBBRAIO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
07:00	✗ 0,57	4995%	✓ -0,01	-100%
08:00	✗ 1,35	175%	✗ 1,43	186%
09:00	✗ 0,83	46%	✗ 0,76	42%
10:00	✗ 0,69	29%	✓ 0,47	20%
11:00	✓ 0,44	17%	✓ 0,30	12%
12:00	✓ 0,01	0,5%	✓ 0,27	12%
13:00	✓ 0,07	4%	✓ 0,19	10%
14:00	✓ -0,16	-12%	✓ 0,05	3%
15:00	✓ -0,36	-47%	✓ -0,14	-19%
16:00	✓ -0,17	-65%	✓ -0,27	-100%
RMSE =	0,61	kWh	0,56	kWh

TABELLA 37: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI FEBBRAIO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 37 è possibile notare quanto detto sopra, in particolare per entrambi i due metodi di stima si osserva una situazione del tutto analoga a quella già descritta per il mese di dicembre e gennaio. Le uniche differenze in questo caso sono che:

- La discrepanza tra i valori di energia oraria media stimati utilizzando la formula teorica (curva rossa) e quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) è inferiore, sia in termini assoluti sia in termini percentuali, rispetto a quella presente nei mesi di dicembre e gennaio; in particolare alle 8:00 del mattino essa è del +175%, valore elevato, ma tuttavia di molto inferiore a quanto accadeva alla stessa ora

a dicembre +569% (Tabella 34) e a gennaio +743% (Tabella 35). D'altra parte, lo scarto percentuale decisamente elevato alle 7:00 del mattino è dovuto al fatto che il metodo utilizzato stima un valore di energia di 0,58 kWh (Tabella 31), mentre invece dai dati di monitoraggio a quest'ora risulta esserci una produzione media di energia prossima allo zero, di 0,01 kWh (Tabella 5). Degna di nota è la differenza tra le due curve a mezzogiorno, che è di solo 0,01 kWh, in termini assoluti, corrispondente allo 0,5% in termini percentuali, un valore molto basso dato che a quell'ora l'impianto produce 2,30 kWh (Tabella 5); molto basso è anche il divario alle 13:00.

- Per quanto riguarda invece i valori di energia oraria media stimati utilizzando il software Solarius (curva gialla), l'unica differenza rispetto ai mesi precedentemente analizzati è che intorno alle 8:00 del mattino è presente un divario tra le due curve molto maggiore di quanto accadeva a dicembre e gennaio, di +1,43 kWh, pari al +186% in termini percentuali; stessa cosa anche intorno alle 9:00, con un divario tra le due curve di 0,76 kWh (+42%). Nelle restanti ore la discrepanza tra le due curve assume un andamento abbastanza analogo a ciò che già accadeva nei mesi di dicembre e gennaio

In generale, osservando i valori dello RMSE calcolati, si nota come entrambi assumano dei valori piuttosto contenuti e prossimi a $\pm 0,6$ kWh, il che significa che entrambi i metodi di stima approssimano in modo non pienamente accettabile i valori osservati attraverso il monitoraggio, sebbene la differenza media tra le curve non sia eccessiva rispetto ai valori che esse assumono. In particolare, il RMSE calcolato rispetto alla curva rossa e blu è inferiore rispetto a quello dei mesi di dicembre e gennaio, il che significa che in questo caso il metodo di stima utilizzando la formula teorica approssima meglio i dati monitorati, rispetto ai mesi precedenti; ciò accade soprattutto nelle ore centrali della giornata (intorno alle 12:00 e 13:00), come testimonia il basso divario tra le due curve, in termini assoluti, sebbene vi sia sempre un valore di scarto significativo tra le due curve nelle prime ore della giornata. Anche in questo mese però il modello di stima mediante l'utilizzo del software Solarius-PV è in grado di stimare meglio i valori di energia realmente prodotti dall'impianto fotovoltaico, osservati attraverso il monitoraggio, come testimonia il valore leggermente inferiore dello RMSE.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare come il mese di febbraio 2024, del periodo di monitoraggio considerato (caratterizzato da 29 giorni) e febbraio 2006, dell'anno meteorologico tipico (caratterizzato da 28 giorni), presentano all'incirca le stesse condizioni meteorologiche, stessa situazione che già accadeva per i mesi di dicembre e gennaio; inoltre in questo mese l'ombra sui moduli proiettata dall'edificio ubicato a Est dell'impianto fotovoltaico, presente dalle 7:30 alle 10:00 circa (osservata in modo approssimativo utilizzando il programma web SunCalc [35]), sembra che coinvolga meno moduli e che sia molto meno presente nella seconda parte del mese (Figura 79). Ciò spiega perché nelle prime ore del mattino i metodi di stima continuano a sovrastimare la reale produzione di energia dell'impianto, sebbene in modo minore rispetto a quanto accadeva nei mesi precedenti.

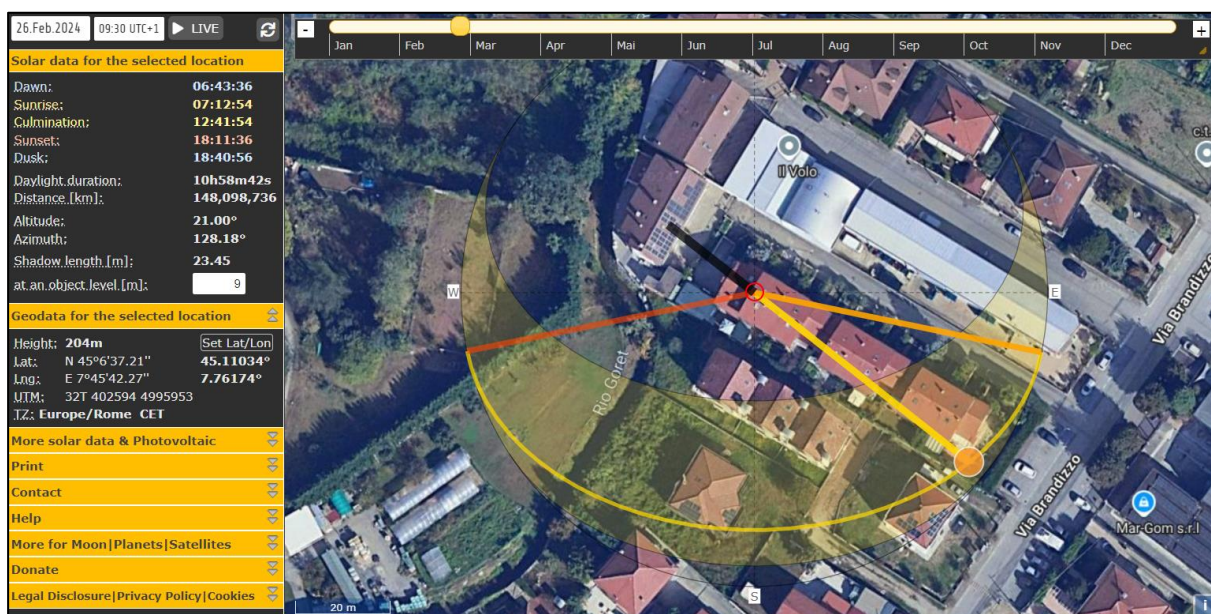
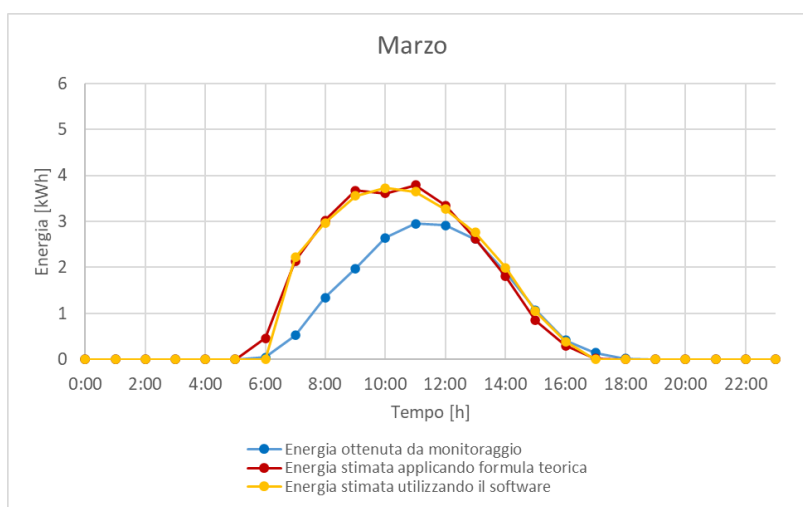


FIGURA 79: OMBRA SUI MODULI FV ALLE 9:30 DEL 26 FEBBRAIO (OSSERVATA ATTRAVERSO IL PROGRAMMA WEB SUNCALC [35])

Marzo

Osservando il particolare del mese di marzo nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentino esattamente lo stesso andamento: essi sovrastimano di molto la quantità di energia media prodotta dall'impianto fotovoltaico al mattino e invece stimano molto bene la quantità di energia media oraria prodotta nel pomeriggio. Inoltre, la curva blu e rossa presentano entrambe il valore massimo intorno alle 11:00, pari a 2,95 kWh per la prima (Tabella 5) e invece 3,79 kWh per la seconda (Tabella 31); invece la curva gialla presenta un valore massimo di 3,73 kWh intorno alle 10:00 (Tabella 32). Tuttavia, in entrambi i casi di stima il valore massimo si discosta di molto dal valore massimo dell'energia oraria media osservato analizzando i dati di monitoraggio. Il dettaglio della differenza presente tra le curve di stima e la curva dei valori di energia ricavati dai dati di monitoraggio è riportato in Tabella 38.



PARTICOLARE DEL MESE DI MARZO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
06:00	✓ 0,42	1015%	✓ -0,04	-100%
07:00	✗ 1,61	308%	✗ 1,70	324%
08:00	✗ 1,68	125%	✗ 1,62	120%
09:00	✗ 1,70	86%	✗ 1,58	80%
10:00	✗ 0,96	36%	✗ 1,08	41%
11:00	✗ 0,84	28%	✗ 0,70	24%
12:00	✓ 0,44	15%	✓ 0,36	12%
13:00	✓ 0,01	0,2%	✓ 0,14	5%
14:00	✓ -0,09	-5%	✓ 0,09	5%
15:00	✓ -0,23	-21%	✓ -0,03	-3%
16:00	✓ -0,12	-28%	✓ -0,02	-5%
17:00	✓ -0,12	-88%	✓ -0,14	-100%
RMSE =	0,93	kWh	0,91	kWh

TABELLA 38: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI MARZO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 38 è possibile notare quanto detto sopra, in particolare si osserva che sia i valori di energia oraria media stimati utilizzando la formula teorica (curva rossa) sia quelli stimati utilizzando il software Solarius-PV (curva gialla) si allontanano di molto da quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) nelle ore del mattino dalle 7:00 alle 11:00. In queste ore, lo scarto presente in entrambi i casi è di molto superiore a 0,5 kWh, raggiungendo anche valori di oltre 1,5 kWh; in termini percentuali esso è addirittura superiore al 100% dalle 6:00 alle 8:00. La situazione migliora decisamente da mezzogiorno in avanti, raggiungendo un divario tra la curva rossa e blu di solo 0,01 kWh (0,2%) alle 13:00.

La spiegazione di ciò discusso, si può ricercare andando ad analizzare quali sono state le condizioni meteorologiche che hanno caratterizzato marzo 2024, del periodo monitorato e marzo 2009, del TMY considerato. Osservando la Tabella 33 è possibile notare che il mese di marzo del TMY presenta 3 giorni di sole in più e 4 giorni di pioggia in meno rispetto al mese di marzo 2024. Oltre al fatto che anche in questo mese come nei precedenti non è stata presa in considerazione l'ombra proietta sui moduli dall'edificio ubicato in prossimità dell'impianto, sebbene attraverso un'osservazione approssimativa attraverso SunCalc [35] emerge che a marzo quest'ombra è presente solo dalle 8:00 alle 9:00 circa e solo per la prima metà del mese (Figura 80).

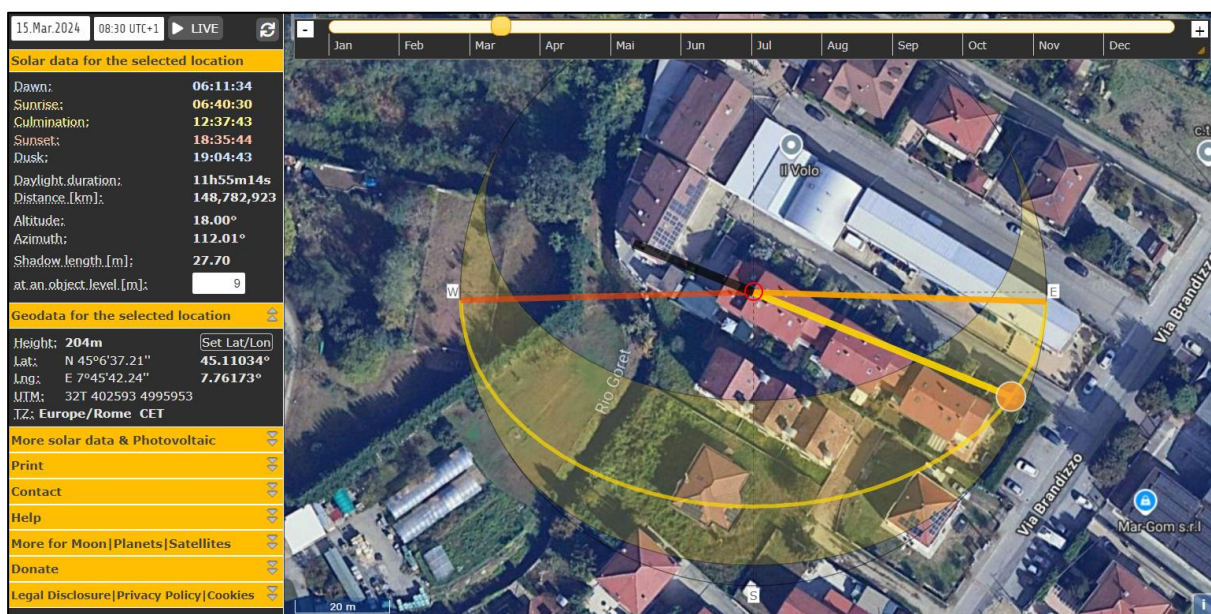


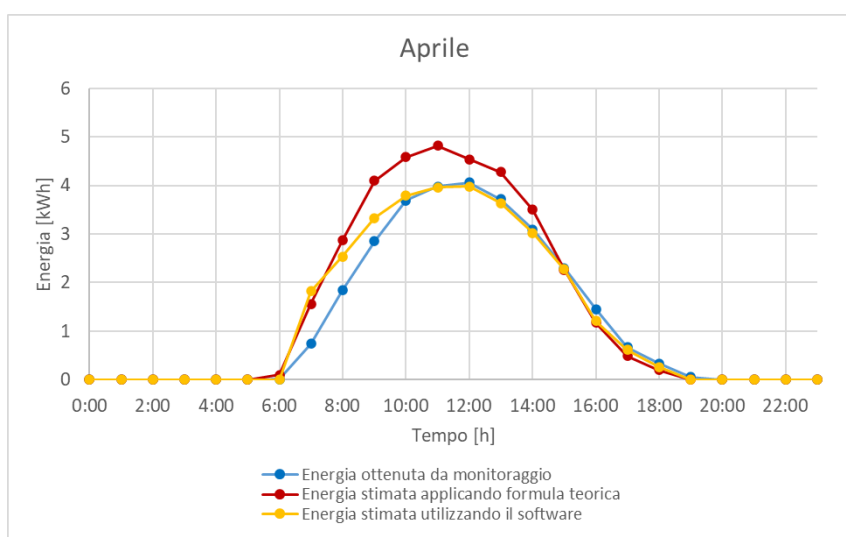
FIGURA 80: OMBRA SUI MODULI FV ALLE 8:30 DEL 15 MARZO (OSSERVATA ATTRAVERSO IL PROGRAMMA WEB SUNCALC [35])

Quindi le condizioni meteorologiche differenti che hanno caratterizzato marzo 2024, del periodo monitorato e marzo 2009, del TMY considerato, oltre alla presenza dell'ombra proiettata sui moduli per un'ora circa al mattino, nella prima metà del mese, spiegano molto bene poiché entrambe le curve di stima (curva rossa e gialla) sovrastimano di molto la reale quantità di energia oraria media prodotta dall'impianto fotovoltaico (curva blu) in tutte le ore del mattino.

In generale, osservando i valori dello RMSE calcolati, si nota come entrambi assumano dei valori prossimi a $\pm 0,9$ kWh, che corrisponde a circa il 25% del valore massimo di energia assunto delle due curve rossa e gialla. Questi valori dello RMSE sono elevati, sebbene non eccessivamente e sono dovuti al fatto che entrambe le curve di stima (curva rossa e gialla) nella prima parte della giornata si discostano di molto dai valori monitorati, presentando delle discrepanze significative tra le curve, mentre invece nel pomeriggio approssimano bene la curva blu, a tal punto che le 3 curve sono pressoché sovrapponibili.

Aprile

Osservando il particolare del mese di aprile nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come la curva che rappresenta il metodo di stima che si basa sul software Solarius-PV (curva gialla) approssima molto bene la curva dei dati di monitoraggio (curva blu), mentre invece la curva che rappresenta il metodo di stima mediante l'utilizzo della formula teorica (curva rossa) sovrastima i valori di energia osservati attraverso il sistema di monitoraggio (curva blu), al mattino e nelle ore centrali della giornata. Bisogna inoltre considerare che, come detto all'inizio del paragrafo, aprile è il primo mese in cui è in vigore l'ora legale, per questo il momento della giornata in cui le curve raggiungono il valore massimo si sposta di un'ora in avanti alle 11:00 (per la curva rossa) e alle 12:00 (per la curva blu e gialla). Un dettaglio della discrepanza presente tra le curve è riportato in Tabella 39.



PARTICOLARE DEL MESE DI APRILE DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
06:00	✓ 0,09	1061%	✓ -0,01	-100%
07:00	✗ 0,82	111%	✗ 1,08	146%
08:00	✗ 1,03	56%	✗ 0,70	38%
09:00	✗ 1,25	44%	✓ 0,47	17%
10:00	✗ 0,89	24%	✓ 0,09	3%
11:00	✗ 0,84	21%	✓ -0,02	-0,5%
12:00	✓ 0,49	12%	✓ -0,08	-2%
13:00	✗ 0,56	15%	✓ -0,08	-2%
14:00	✓ 0,41	13%	✓ -0,07	-2%
15:00	✓ -0,04	-2%	✓ -0,03	-1%
16:00	✓ -0,28	-19%	✓ -0,24	-17%
17:00	✓ -0,18	-27%	✓ -0,06	-9%
18:00	✓ -0,14	-41%	✓ -0,07	-22%
RMSE =	0,66	kWh	0,39	kWh

TABELLA 39: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI APRILE: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 39 è possibile notare quanto detto sopra ossia che:

- la discrepanza tra i valori di energia oraria media stimati utilizzando la formula teorica (curva rossa) e quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) è significativa al mattino e nelle ore centrali della giornata fino alle 13:00, assumendo il valore massimo di +1,25 kWh (+44% del valore monitorato) alle 9:00. Invece il divario tra le due curve è molto basso alle 15:00, quando è pari a -0,04 kWh, che corrisponde al -2% del valore osservato attraverso il sistema di monitoraggio. Lo scarto decisamente notevole in termini percentuali alle 6:00 del mattino, in realtà non è significativo, ma è dovuto al fatto che si stima l'impianto produca 0,1 kWh a quest'ora

(Tabella 31), mentre invece si osserva attraverso il monitoraggio che esso produce solo 0,01kWh (Tabella 5); il valore molto basso di energia prodotta che fa sì che lo scarto espresso in termini percentuali sia notevole.

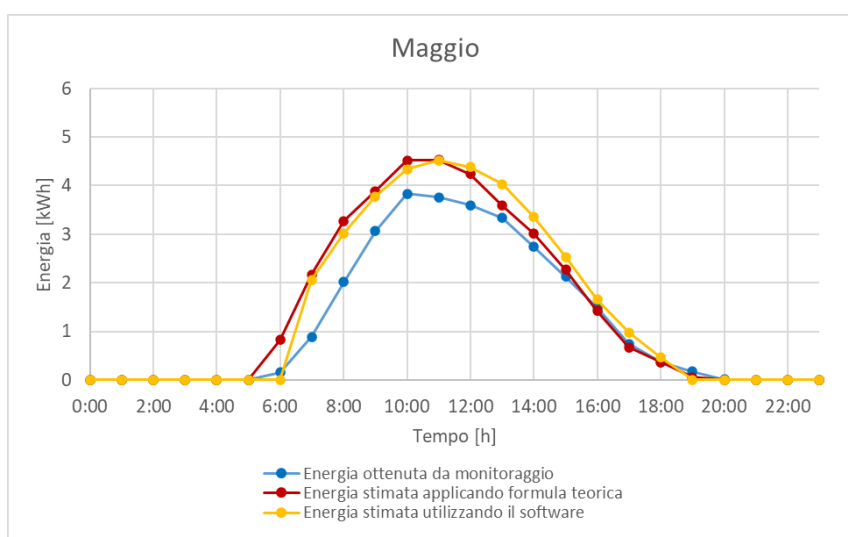
- Dall'altra parte il metodo di stima che si basa sull'utilizzo del software Solarius-PV (curva gialla) approssima molto bene la curva dei valori monitorati (curva blu), mostrando un divario tra le due curve sempre inferiore a 0,5 kWh in termini assoluti, tranne alle 7:00 e alle 8:00 in cui tale divario è di circa 1 kWh. In particolare, la discrepanza tra le curve è molto bassa dalle 10:00 alle 15:00 in cui assume valori sempre inferiori a 0,1 kWh in termini assoluti e inferiori al 3% in termini percentuali; vale la pena sottolineare che alle 11:00 lo scarto percentuale tra le due curve è pari solo allo 0,5% del valore osservato attraverso il monitoraggio.

Osservando i valori dello RMSE calcolati si nota che quello tra la curva rossa e blu è di 0,66 kWh, cioè indica che la curva rossa non è in grado di approssimare in modo del tutto accettabile la curva blu (per via della discrepanza presente al mattino e nelle ore centrali della giornata), sebbene in generale la differenza media presente tra le due curve può essere considerata non eccessivamente elevata, rispetto ai valori assunti dalle curve. Dall'altra parte il RMSE tra la curva gialla e blu presenta un valore molto basso di soli 0,39 kWh, che indica che i valori di energia ottenuti attraverso il software Solarius sono in grado di approssimare molto bene i valori osservati attraverso il monitoraggio.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare come per il mese di aprile si abbia una situazione simile a quella che si aveva a marzo, in quanto aprile 2011 del TMY presenta 3 giorni di sole in più, rispetto al mese di aprile 2024 monitorato, oltre che 2 giorni nuvolosi e 1 giorno di pioggia in meno. Ciò spiega poiché la curva dei valori di energia ottenuta applicando la formula teorica (curva rossa), ottenuta a partire dai dati di irradianza del TMY, sovrastima la reale energia oraria media mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico (curva blu). Inoltre, è stato osservato attraverso il programma web SunCalc [35], che nel mese di aprile, non è più presente l'ombra sui moduli nelle prime ore del mattino dovuta all'edificio ubicato in prossimità dell'impianto; ciò consente alla curva gialla di effettuare una approssimazione migliore e più veritiera della situazione rispetto ai mesi precedenti.

Maggio

Osservando il particolare del mese di maggio nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare che entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentano un andamento simile tra loro, ma tuttavia sovrastimano i valori di energia ottenuti analizzando i dati di monitoraggio (curva blu), soprattutto al mattino e nelle ore centrali della giornata; inoltre entrambi i metodi di stima presentano il valore massimo intorno alle 11:00, mentre invece la curva blu raggiunge il valore massimo prima, intorno alle 10:00. Un dettaglio del divario presente tra le curve è riportato in Tabella 40.



PARTICOLARE DEL MESE DI MAGGIO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
06:00	✗ 0,67	428%	✓ -0,16	-100%
07:00	✗ 1,28	144%	✗ 1,17	131%
08:00	✗ 1,26	62%	✗ 1,00	50%
09:00	✗ 0,82	27%	✗ 0,71	23%
10:00	✗ 0,68	18%	✗ 0,50	13%
11:00	✗ 0,77	21%	✗ 0,76	20%
12:00	✗ 0,64	18%	✗ 0,78	22%
13:00	✓ 0,26	8%	✗ 0,70	21%
14:00	✓ 0,27	10%	✗ 0,61	22%
15:00	✓ 0,14	7%	✓ 0,40	19%
16:00	✓ -0,07	-5%	✓ 0,17	11%
17:00	✓ -0,07	-10%	✓ 0,23	31%
18:00	✓ -0,01	-2%	✓ 0,09	23%
19:00	✓ -0,12	-67%	✓ -0,17	-100%
RMSE =	0,65	kWh	0,63	kWh

TABELLA 40: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI MAGGIO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 40 è possibile notare quanto detto sopra, in particolare si osserva che:

- Lo scarto presente tra i valori di energia oraria media stimati utilizzando la formula teorica (curva rossa) e quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) è sempre superiore a 0,5 kWh in tutte le ore della mattina fino a mezzogiorno, mostrando valori notevoli in termini assoluti, di oltre 1 kWh alle 7:00 e alle 8:00, ore in cui secondo i dati di monitoraggio l'impianto produce in realtà 0,89 kWh e 2,02 kWh (Tabella 5), anziché, come viene stimato, 2,17 kWh e 3,27 kWh (Tabella 31). La situazione migliora dalle 13:00 in avanti fino alla fine della giornata in

cui il divario si riduce in termini assoluti (rimane sempre di molto inferiore a 0,5 kWh), mostrando valori piuttosto bassi anche in termini percentuali.

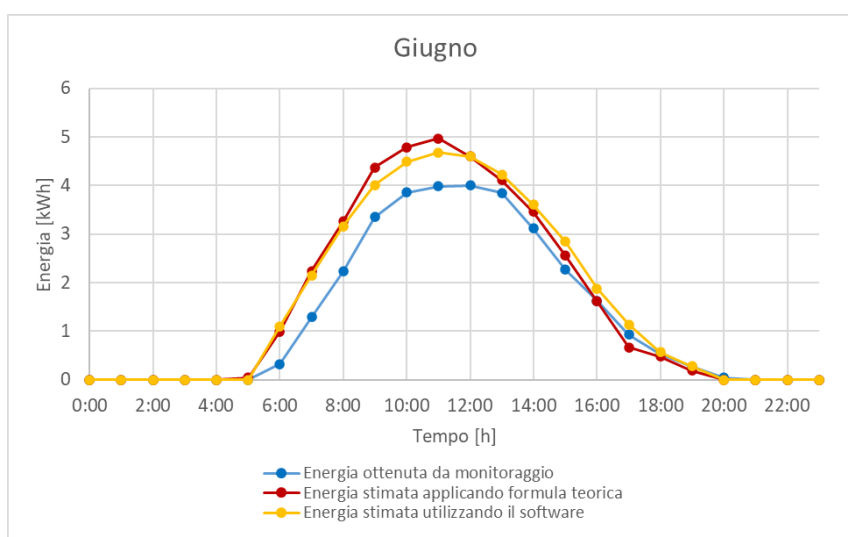
- Allo stesso modo il divario tra i valori di energia oraria media stimati utilizzando il software Solarius (curva gialla) e quelli ottenuti analizzando il sistema di monitoraggio dell'impianto (curva blu) è sempre superiore a 0,5 kWh al mattino, mostrando come per la curva rossa valori di oltre 1 kWh alle 7:00 e alle 8:00. Tuttavia, in generale il divario è leggermente inferiore in termini assoluti rispetto a quello presente tra la curva rossa e blu; ma la curva gialla si discosta in modo non trascurabile dalla curva blu anche nelle ore centrali della giornata dalle 12:00 alle 14:00, orario in cui invece la curva rossa è in grado di approssimare bene la curva blu. La situazione migliora al pomeriggio in cui il divario tra le due curve risulta accettabile (sempre inferiore a 0,5 kWh), sebbene la curva gialla continui a sovrastimare la reale produzione anche al pomeriggio, mostrando una discrepanza dalla curva blu maggiore di quella della curva rossa in queste ore

Osservando i valori dello RMSE calcolati, si nota come entrambi assumano dei valori prossimi a $\pm 0,6$ kWh, che possono essere considerati non bassi, ma neanche eccessivamente elevati, rispetto al range di energia delle curve; essi, infatti, corrispondono al 14% del valore massimo delle curve di stima. Ciò significa che entrambe le curve di stima (curva rossa e gialla) approssimano la curva blu in modo piuttosto ragionevole, sebbene i valori di stima ottenuti non siano pienamente accettabili in qualche ora della giornata.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare come il mese di maggio 2024 è stato caratterizzato da un tempo molto instabile, con solo 8 giorni di sole, contro i 13 giorni di sole di maggio 2012, dell'anno meteorologico tipico, ben 5 in meno. Ciò spiega poiché la curva dell'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico, ottenuta analizzando i dati di monitoraggio (curva blu) mostri valori molto più bassi rispetto alla due curve ottenuti con i modelli di stima utilizzati; il divario tra le curve di stima e la curva dei valori osservati, nelle ore della mattina, è quindi dovuto proprio alle diverse condizioni meteorologiche che hanno caratterizzato maggio 2024 e maggio del TMY.

Giugno

Osservando il particolare del mese di giugno nel Grafico 9 (qui sotto riportato), è possibile notare come i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentano all'incirca lo stesso andamento e mostrano una situazione analoga a quanto già accadeva a maggio, cioè sovrastimano i valori di energia ottenuti analizzando i dati di monitoraggio (curva blu) in tutta la giornata, ma soprattutto al mattino e nelle ore centrali della giornata. Un dettaglio della discrepanza presente tra le curve è riportato in Tabella 41.



PARTICOLARE DEL MESE DI GIUGNO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
06:00	✗ 0,67	209%	✗ 0,78	244%
07:00	✗ 0,94	73%	✗ 0,86	66%
08:00	✗ 1,03	46%	✗ 0,93	42%
09:00	✗ 1,02	30%	✗ 0,66	20%
10:00	✗ 0,93	24%	✗ 0,64	17%
11:00	✗ 0,98	25%	✗ 0,69	17%
12:00	✗ 0,60	15%	✗ 0,60	15%
13:00	✓ 0,26	7%	✓ 0,38	10%
14:00	✓ 0,34	11%	✓ 0,48	15%
15:00	✓ 0,29	13%	✗ 0,58	25%
16:00	✓ 0,00	0%	✓ 0,26	16%
17:00	✓ -0,26	-28%	✓ 0,21	22%
18:00	✓ -0,04	-9%	✓ 0,05	9%
19:00	✓ -0,08	-30%	✓ 0,01	5%
RMSE =	0,65	kWh	0,58	kWh

TABELLA 41: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI GIUGNO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

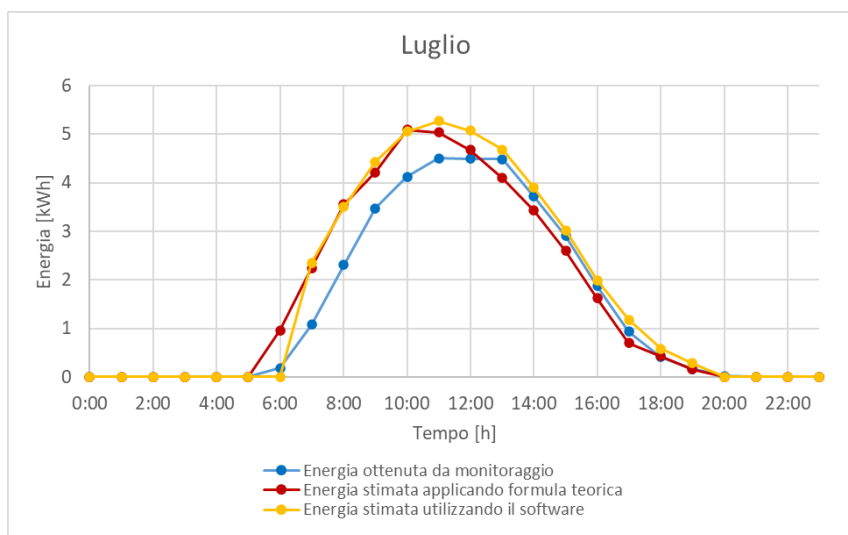
Osservando la Tabella 41 è possibile notare come la situazione sia la stessa descritta per il mese di maggio, ossia i valori di stima ottenuti con entrambi i metodi si discostano di molto dai valori di energia ottenuti analizzando i dati di monitoraggio fino a mezzogiorno, raggiungendo una discrepanza massima intorno a 1 kWh alle 7:00 e alle 8:00 tra la curva rossa e blu. Il divario si riduce nel pomeriggio, mantenendo valori leggermente superiori tra la curva gialla e blu rispetto a quelli tra la curva rossa e blu, dove in particolare si raggiunge una discrepanza nulla (0 kWh) tra le curve alle 16:00, in quanto entrambe presentano lo stesso identico valore, pari a 1,62 kWh (Tabella 5, Tabella 31).

Entrambi i valori degli RMSE sono prossimi a $\pm 0,6$ kWh, come accadeva per il mese di maggio (con il RMSE del modello di stima basato sull'utilizzo del software Solarius-PV leggermente inferiore); infatti la situazione che si verifica nel mese di giugno è la medesima del mese di maggio, ossia entrambe le curve di stima (curva rossa e gialla) approssimano la curva blu in modo piuttosto ragionevole, sebbene i valori di stima ottenuti non sia pienamente accettabili in alcune ore della giornata.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare che, come già accadeva per il mese di maggio, il mese di giugno 2024 presenti un numero inferiore di giorni di sole rispetto ai giorni di sole tipici di giugno (3 in meno) e di conseguenza 2 giorni di pioggia e uno nuvoloso in più. Quindi, così come per maggio, ciò spiega poiché i valori dell'energia oraria media mensile stimati utilizzando i due modelli di calcolo siano sovrastimati rispetto alla quantità di energia che l'impianto fotovoltaico ha realmente prodotto nel giugno 2024, ossia per via delle condizioni climatiche avverse verificatesi.

Luglio

Osservando il particolare del mese di luglio nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentano un andamento simile tra loro, mostrando una situazione analoga a quanto già accadeva a maggio e giugno, cioè sovrastimano i valori di energia ottenuti analizzando i dati di monitoraggio (curva blu) al mattino; inoltre la curva rossa presenta il valore massimo intorno alle 10:00, mentre invece la curva blu e gialla raggiungono il valore massimo dopo, intorno alle 11:00. Un dettaglio del divario presente tra le curve dei metodi di stima e la curva blu, è riportato in Tabella 42.



PARTICOLARE DEL MESE DI LUGLIO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
06:00	✗ 0,78	419%	✓ -0,19	-100%
07:00	✗ 1,16	108%	✗ 1,27	118%
08:00	✗ 1,25	54%	✗ 1,20	52%
09:00	✗ 0,75	21%	✗ 0,96	28%
10:00	✗ 0,97	23%	✗ 0,93	22%
11:00	✗ 0,54	12%	✗ 0,77	17%
12:00	✓ 0,18	4%	✗ 0,58	13%
13:00	✓ -0,39	-9%	✓ 0,20	4%
14:00	✓ -0,29	-8%	✓ 0,18	5%
15:00	✓ -0,31	-11%	✓ 0,11	4%
16:00	✓ -0,26	-14%	✓ 0,11	6%
17:00	✓ -0,23	-25%	✓ 0,25	27%
18:00	✓ 0,02	5%	✓ 0,17	40%
19:00	✓ -0,02	-10%	✓ 0,11	64%
RMSE =	0,64	kWh	0,65	kWh

TABELLA 42: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI LUGLIO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

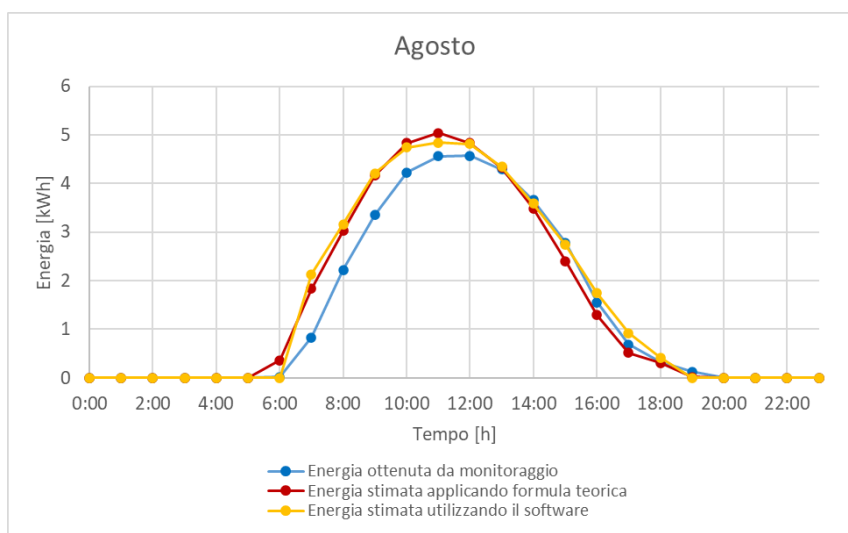
Osservando la Tabella 42 è possibile notare che, come detto sopra, lo scarto tra le curve di stima e la curva ottenuta analizzando i dati di monitoraggio assume valori notevoli al mattino fino verso alle 11:00/12:00, come già accadeva nei mesi di maggio e giugno, raggiungendo in particolare valori maggiori di 1 kWh in termini assoluti alle 7:00 e alle 8:00. La situazione migliora nel pomeriggio dove la curva gialla continua a sovrastimare la quantità di energia osservata attraverso il sistema di monitoraggio (sebbene assuma sempre valori accettabili), mentre invece la curva rossa sottostima la reale produzione dell'impianto dalle 13:00 in avanti.

Come accadeva già a maggio e giugno, entrambi i metodi di stima presentano un valore dello RMSE pari a circa $\pm 0,6$ kWh, che è considerato non eccessivamente elevato e testimonia che i due modelli di stima ottengono dei valori di energia ragionevoli, ma non pienamente accettabili in alcune ore della giornata.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare come il mese di luglio 2024 sia stato caratterizzato da un meteo particolarmente nuvoloso, in quanto presenta ben 18 giorni nuvolosi, contro i 10 dell'anno meteorologico tipico; per questo luglio 2024 presenta meno giorni di sole (4 in meno) rispetto ai giorni di sole tipici di luglio. Quindi, così come già accadeva per maggio e giugno, il motivo per cui i due modelli di calcolo sovrastimano la quantità di energia che l'impianto fotovoltaico ha realmente prodotto nel giugno 2024 è per via delle condizioni climatiche non tipiche verificatesi a luglio 2024.

Agosto

Osservando il particolare del mese di agosto nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentino quasi esattamente lo stesso andamento; tuttavia entrambe sovrastimano la reale produzione di energia dell'impianto osservata attraverso il sistema di monitoraggio (curva blu) nelle ore del mattino, anche se il divario rispetto alla curva blu è relativamente basso. Un dettaglio della discrepanza presente tra le curve è riportato in Tabella 43.



PARTICOLARE DEL MESE DI AGOSTO DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
06:00	✓ 0,35	1954%	✓ -0,02	-100%
07:00	✗ 1,00	120%	✗ 1,30	156%
08:00	✗ 0,80	36%	✗ 0,94	42%
09:00	✗ 0,81	24%	✗ 0,86	26%
10:00	✗ 0,61	14%	✗ 0,51	12%
11:00	✓ 0,48	10%	✓ 0,28	6%
12:00	✓ 0,25	6%	✓ 0,24	5%
13:00	✓ 0,03	0,7%	✓ 0,05	1%
14:00	✓ -0,17	-5%	✓ -0,07	-2%
15:00	✓ -0,37	-13%	✓ -0,04	-1%
16:00	✓ -0,26	-17%	✓ 0,19	12%
17:00	✓ -0,17	-25%	✓ 0,24	35%
18:00	✓ -0,02	-6%	✓ 0,10	30%
19:00	✓ -0,11	-86%	✓ -0,13	-100%
RMSE =	0,49	kWh	0,52	kWh

TABELLA 43: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI AGOSTO: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

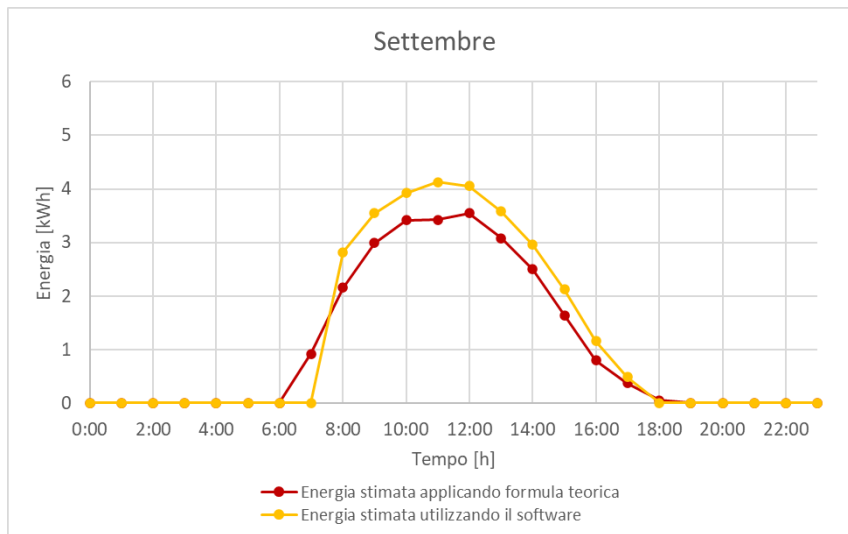
Osservando la Tabella 43 si osserva che il divario tra i due metodi di stima e i valori ottenuti dal monitoraggio dell'impianto è piuttosto basso in tutte le ore della giornata, tranne al mattino dove assume valori superiori a 0,5 kWh dalle 7:00 alle 10:00, mostrando in particolare uno scarto intorno a 1 kWh solo alle 7:00 (+1 kWh per la curva rossa e +1,30 kWh per la curva gialla). La discrepanza tra le curve di stima e la curva blu è minima per entrambe alle 13:00, dove la curva rossa si discosta dalla curva blu di solo 0,03 kWh (0,7%), mentre invece la curva gialla si discosta da quella blu di 0,05 kWh (1%); questo valore di discrepanza osservato alle 13:00 è molto basso, considerando che a quest'ora l'impianto produce ben 4,29 kWh (Tabella 5).

A conferma della buona approssimazione che i metodi di stima effettuano nel mese di agosto i valori dello RMSE sono intorno a $\pm 0,5$ kWh, per entrambi i metodi, testimoniando che complessivamente i modelli di stima utilizzati sono in grado di approssimare in modo accettabile la curva blu osservata.

Osservando la Tabella 33 è possibile notare che il mese di agosto 2024 presenta esattamente lo stesso numero di giorni di sole di agosto del TMY (rispettivamente 15) oltre ad avere all'incirca lo stesso numero di giorni nuvolosi di pioggia; quindi nell'agosto 2024 si sono verificate delle condizioni climatiche del tutto analoghe a quelle del mese di agosto tipico del TMY. Ciò spiega i valori contenuti dello RMSE e la buona approssimazione che i due modelli di stima sono riusciti ad effettuare, producendo delle curve con un andamento del tutto simile a quello della curva blu.

Settembre

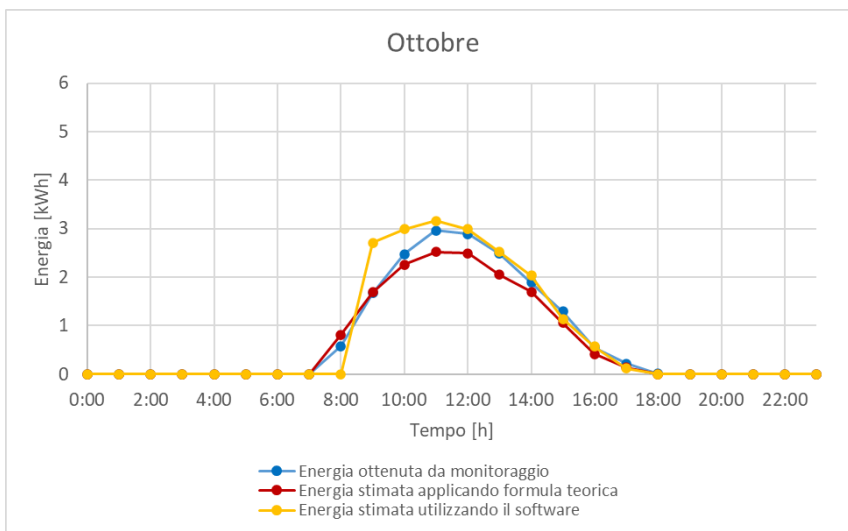
Per il mese di settembre non si dispone dei dati di monitoraggio dell'impianto, ma solo dei valori ottenuti con i due metodi di stima. Osservando il particolare del mese di settembre nel Grafico 9 (qui sotto riportato) l'unica cosa che si può affermare è che i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) presentano un andamento piuttosto simile, anche se in particolare il metodo di stima che utilizza il software Solarius-PV stima valori di energia sensibilmente più alti rispetto a quelli stimati utilizzando la formula teorica a partire dai dati di irradianza di PVGIS. Inoltre, si può osservare che la curva rossa raggiunge il suo valore massimo, pari a 3,55 kWh, alle 12:00, mentre invece la curva gialla raggiunge il suo valore massimo di 4,13 kWh prima, intorno alle 11:00.



PARTICOLARE DEL MESE DI SETTEMBRE DEL GRAFICO 9

Ottobre

Osservando il particolare del mese di ottobre nel Grafico 9 (qui sotto riportato), è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) sono in grado di approssimare bene l'andamento della curva blu. In particolare, il divario presente tra la curva rossa e blu sembra sia molto basso in tutte le ore della giornata, mentre invece la discrepanza tra la curva gialla e blu è maggiore al mattino. Un dettaglio del divario presente tra le curve è riportato in Tabella 44.



PARTICOLARE DEL MESE DI OTTOBRE DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
08:00	✓ 0,24	41%	✗ -0,58	-100%
09:00	✓ 0,02	1%	✗ 1,04	62%
10:00	✓ -0,22	-9%	✗ 0,52	21%
11:00	✓ -0,44	-15%	✓ 0,19	7%
12:00	✓ -0,40	-14%	✓ 0,10	3%
13:00	✓ -0,44	-18%	✓ 0,03	1%
14:00	✓ -0,19	-10%	✓ 0,15	8%
15:00	✓ -0,24	-18%	✓ -0,15	-12%
16:00	✓ -0,13	-24%	✓ 0,02	4%
17:00	✓ -0,08	-38%	✓ -0,09	-44%
RMSE =	0,28	kWh	0,42	kWh

TABELLA 44: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI OTTOBRE: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 44 è possibile confermare quanto affermato in precedenza, in particolare:

- Salta subito all'occhio che il divario tra la curva rossa e blu è sempre accettabile in tutte le ore della giornata, in quanto è sempre inferiore a 0,5 kWh; esso è minimo alle 9:00 (+0,02 kWh, che corrisponde a solo l'1% del valore monitorato) e massimo invece alle 11:00 e alle 13:00, ma con un valore di soli -0,44 kWh in termini assoluti, corrispondente rispettivamente al 15% e al 18% del valore monitorato. In generale è possibile osservare che i valori di energia ottenuti con questo modello di calcolo sottostimano (sebbene in modo non significativo) i valori di energia osservati attraverso il monitoraggio.
- Anche la discrepanza tra la curva gialla e blu è molto bassa in tutte le ore della giornata (addirittura inferiore a quella tra la curva rossa e blu dalle 11:00 alle 16:00), tranne al mattino dalle 8:00 alle 10:00 in cui il modello di calcolo mediante l'utilizzo del software Solarius-PV sovrastima la reale produzione dell'impianto fotovoltaico, generando dei valori di discrepanza superiori a 0,5 kWh e addirittura di circa 1 kWh alle 9:00.

Osservando i valori degli RMSE, questi confermano ciò che è stato detto, in quanto il valore dello RMSE tra la curva rossa e blu è nettamente inferiore rispetto a quello tra la curva gialla e blu. In particolare il valore dello RMSE della curva stimata utilizzando al formula teorica (curva rossa), pari a 0,28 kWh, è davvero molto basso, a testimonianza dell'ottima approssimazione effettuata da questa curva; anche il valore dello RMSE della curva stimata utilizzando il software Solarius-PV (curva gialla), pari a 0,42 è piuttosto basso a testimonianza del fatto che anche questa curva è in grado di approssimare in modo accettabile la curva blu, sebbene la sua approssimazione sia leggermente meno accurata di quella effettuata dal modello di stima che si basa sulla formula teorica (curva rossa), per via della differenza media tra le due curve leggermente più alta.

Il confronto tra ottobre 2023 e ottobre 2005 del TMY (Tabella 33), merita un discorso a parte in quanto i dati di monitoraggio analizzati sono disponibili solo partire dal 5 ottobre, quindi il

periodo considerato di ottobre 2023 presenta solo 27 giorni e non 31. Tuttavia, esprimendo i valori in percentuale si può affermare che il periodo considerato di ottobre 2023 è stato caratterizzato per il 33% da giorni di sole, per il 41% da giorni nuvolosi e per il 26% da giorni di pioggia, mentre invece l'ottobre dell'anno meteorologico tipico è caratterizzato per il 16% da giorni di sole, per il 55% da giorni nuvolosi e per il 29% da giorni di pioggia. Osservando i valori percentuali si può notare che, sebbene i due mesi presentino all'incirca la stessa percentuale di giorni di pioggia, ottobre 2023 sia stato un mese molto più soleggiato dell'ottobre meteorologico tipico (17% di giorni di sole in più e 14% di giorni nuvolosi in meno). Quindi, come ci si aspetterebbe, il modello di stima che si basa sull'utilizzo della formula teorica sottostima i valori osservati attraverso il sistema di monitoraggio in tutte le ore della giornata, tranne nelle prime ore del mattino. Ciò accade, poiché si nota che nel mese di ottobre in queste ore (all'incirca dalle 8:00 alle 10:00) ricompare sui moduli l'ombra dell'edificio ubicato in prossimità dell'impianto (che già proiettava la sua ombra sui moduli da dicembre a marzo); quest'ombra riduce la quantità di energia che l'impianto è in grado di produrre al mattino e di conseguenza fa sì che i valori di energia stimati nelle prime due ore del mattino siano maggiori di quelli osservati, poiché il modello di stima utilizzato non tiene conto dell'effetto di questa ombra sui moduli (Figura 81).

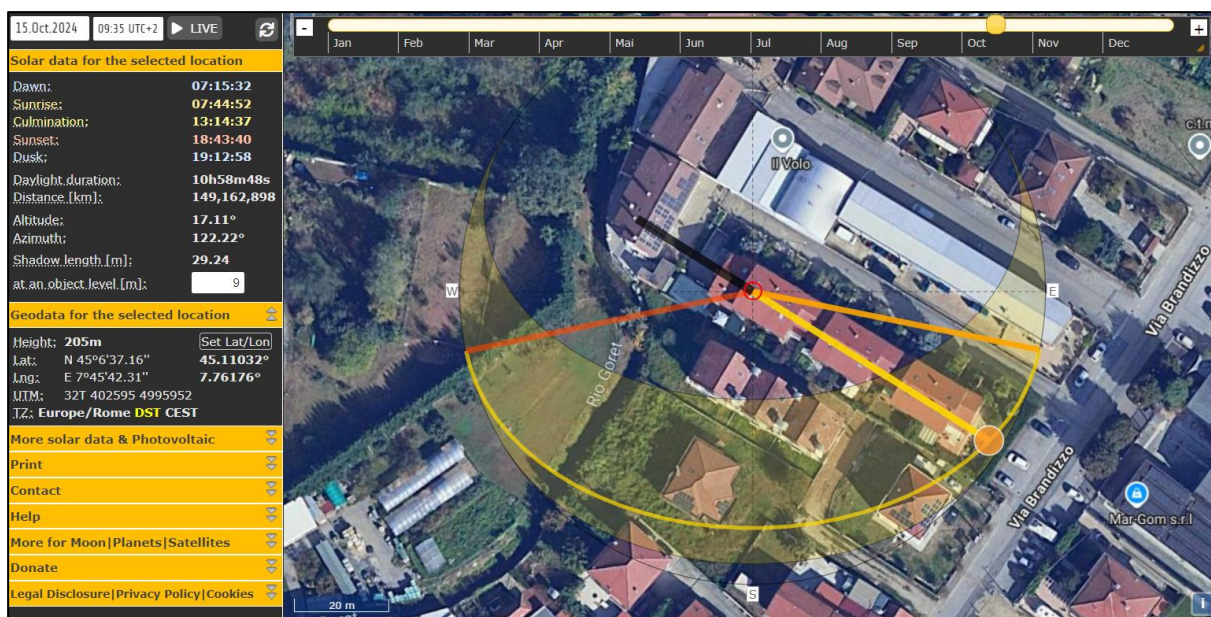
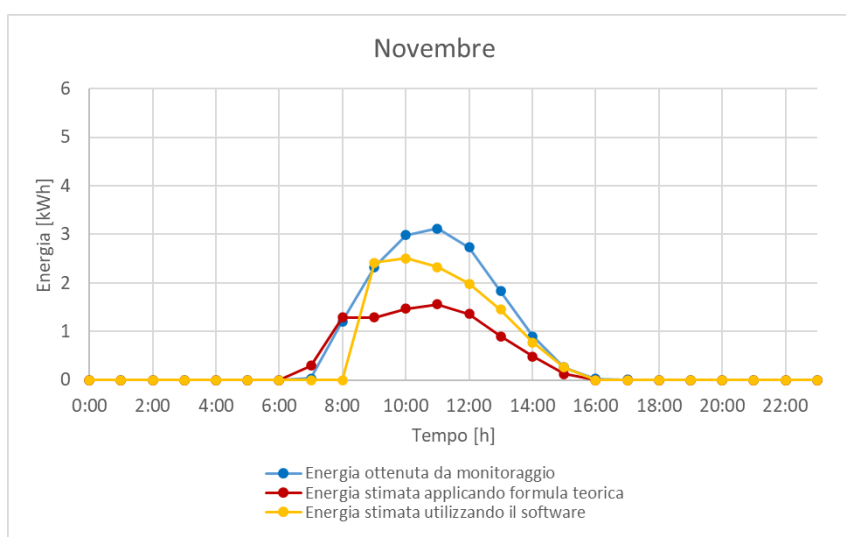


FIGURA 81: OMBRA SUI MODULI FV ALLE 9:35 DEL 15 OTTOBRE (OSSERVATA ATTRAVERSO IL PROGRAMMA WEB SUNCALC [35])

Novembre

Osservando il particolare del mese di novembre nel Grafico 9 (qui sotto riportato) è possibile notare come entrambi i due metodi utilizzati per stimare la producibilità dell'impianto (curva rossa e gialla) sottostimino di molto la reale quantità di energia oraria media prodotta dall'impianto fotovoltaico nelle ore centrali della giornata. In particolare, la curva rossa si discosta molto dalla curva blu, effettuando una sottostima notevole, mentre invece la curva gialla, sebbene anch'essa sottostimi la reale produzione dell'impianto, mostra dei valori di scarto significativamente minori. Un dettaglio della discrepanza presente tra le curve è riportato in Tabella 45.



PARTICOLARE DEL MESE DI NOVEMBRE DEL GRAFICO 9

	Divario tra curva rossa e curva blu		Divario tra curva gialla e curva blu	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
07:00	✓ 0,27	896%	✓ -0,03	-100%
08:00	✓ 0,08	7%	✗ -1,21	-100%
09:00	✗ -1,04	-45%	✓ 0,09	4%
10:00	✗ -1,52	-51%	✓ -0,47	-16%
11:00	✗ -1,56	-50%	✗ -0,79	-25%
12:00	✗ -1,37	-50%	✗ -0,76	-28%
13:00	✗ -0,92	-51%	✓ -0,37	-21%
14:00	✓ -0,41	-46%	✓ -0,13	-14%
15:00	✓ -0,14	-54%	✓ 0,002	1%
RMSE =	0,99	kWh	0,58	kWh

TABELLA 45: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA ORARIA MEDIA PER IL MESE DI NOVEMBRE: TRA CURVA ROSSA E BLU (SINISTRA); TRA CURVA GIALLA E BLU (DESTRA)

Osservando la Tabella 45 è possibile notare quanto detto sopra, ossia che in questo mese i valori di stima sottostimano la reale produzione di energia media dell'impianto.

- Il modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica stima dei valori di energia oraria media mensile (curva rossa), decisamente inferiori a quelli realmente prodotti dall'impianto, osservati attraverso il monitoraggio (curva blu); in particolare dalle 9:00 alle 13:00 la discrepanza tra le due curve è notevole e raggiunge valori addirittura intorno a -1,5 kWh alle 10:00 e alle 11:00.
- Anche il modello di stima basato sull'utilizzo del software Solarius-PV sottostima la reale produzione di energia dell'impianto (curva blu), ma tuttavia il divario tra le due curve è minore rispetto a quello tra la curva rossa e blu e non è accettabile (cioè è superiore a 0,5 kWh, in termini assoluti) solo alle 8:00, alle 11:00 e alle 12:00.

Osservando i valori degli RMSE, questi confermano ciò che è stato detto, poiché si nota che il valore dello RMSE tra la curva gialla e blu ($\pm 0,58$ kWh) è nettamente inferiore rispetto a quello tra la curva rossa e blu ($\pm 0,99$ kWh), a conferma del fatto che in generale il metodo di stima che utilizza il software Solarius (curva gialla) è in grado di approssimare meglio la curva dei valori di energia oraria media mensile ottenuti a partire dai dati di monitoraggio (curva blu). In particolare, il valore dello RMSE tra la curva rossa e blu, prossimo ad ± 1 kWh sottolinea che ci sono delle discrepanze significative tra le due curve, che non consentono al metodo di stima basato sull'utilizzo della formula teorica di approssimare bene la reale produzione dell'impianto, osservata attraverso il monitoraggio. Una spiegazione di ciò può essere ritrovata osservando la Tabella 33 e notando che il mese di novembre 2023 è stato un mese insolitamente soleggiato, con ben 16 giorni di sole e solo 4 di pioggia, contro i soli 2 giorni di sole (cioè 14 in meno) e ben 21 di pioggia del mese di novembre 2018 del TMY. Questo spiega molto bene poiché la curva che rappresenta l'energia oraria media mensile stimata in un mese di novembre tipico (curva rossa), si trovi molto al di sotto della curva che rappresenta l'energia oraria media mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico nel mese di novembre 2023 monitorato (curva blu).

Inoltre si deve considerare che anche a novembre l'edificio ubicato in prossimità dell'impianto proietta la sua ombra sui moduli dalle 7:30 alle 10:00 circa, riducendo quindi la reale produzione dell'impianto; questo probabilmente è il motivo per cui dalle 7:00 alle 8:00 il metodo di stima basato sull'utilizzo della formula teorica (curva rossa) sovrastima leggermente la reale produzione dell'impianto, poiché non tiene conto della presenza di quest'ombra, nonostante il mese di novembre del TMY da cui prende i dati di irradianza sia caratterizzato da molti meno giorni di sole.

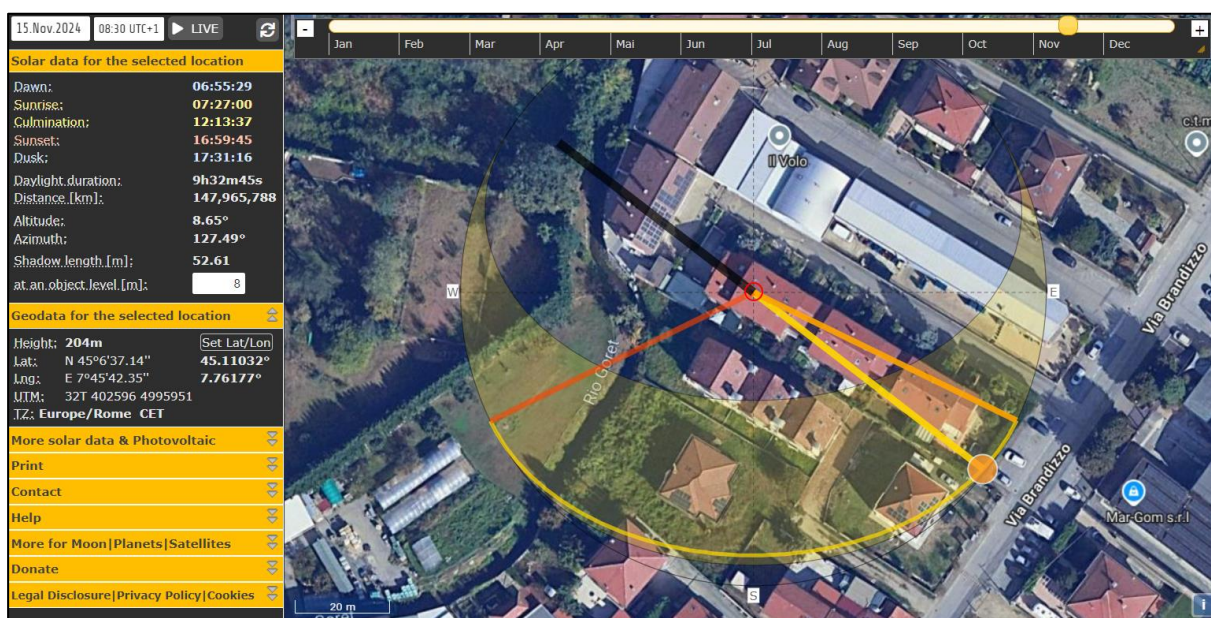


FIGURA 82: OMBRA SUI MODULI FV ALLE 8:30 DEL 15 NOVEMBRE (OSSERVATA ATTRAVERSO IL PROGRAMMA WEB SUNCALC [35])

9.2 CONFRONTO TRA L'ENERGIA MEDIA MENSILE STIMATA E REALMENTE PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV

In questo paragrafo viene fatto un confronto tra i valori di energia media mensile dell'impianto fotovoltaico analizzato:

- realmente prodotta, ottenuta attraverso l'analisi dei dati di monitoraggio (in blu)
- stimata attraverso l'utilizzo di una formula teorica, a partire dai dati di irradianza di un anno meteorologico tipico (TMY), ottenuti da PVGIS (in rosso)
- stimata attraverso l'utilizzo del software di progettazione fotovoltaica Solarius-PV (in giallo)

I valori di energia oraria media mensile ottenuti nei tre casi sono già stati mostrati nei rispettivi capitoli, ma per facilitarne il confronto, essi vengono riportati anche qui di seguito (Tabella 6, Tabella 17, Tabella 25) e rappresentati all'interno del Grafico 11.

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
377,00	410,83	575,46	864,38	878,08	949,65	1074,91	1029,36	-	527,77	462,10	339,55

TABELLA 6: ENERGIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
507,05	486,96	794,93	1034,65	1080,09	1149,73	1203,23	1129,48	746,50	468,98	262,71	457,46

TABELLA 17: STIMA DELL'ENERGIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS

Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
381,92	481,04	793,29	912,90	1088,41	1161,90	1280,30	1166,84	863,40	565,13	351,60	382,54

TABELLA 25: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV

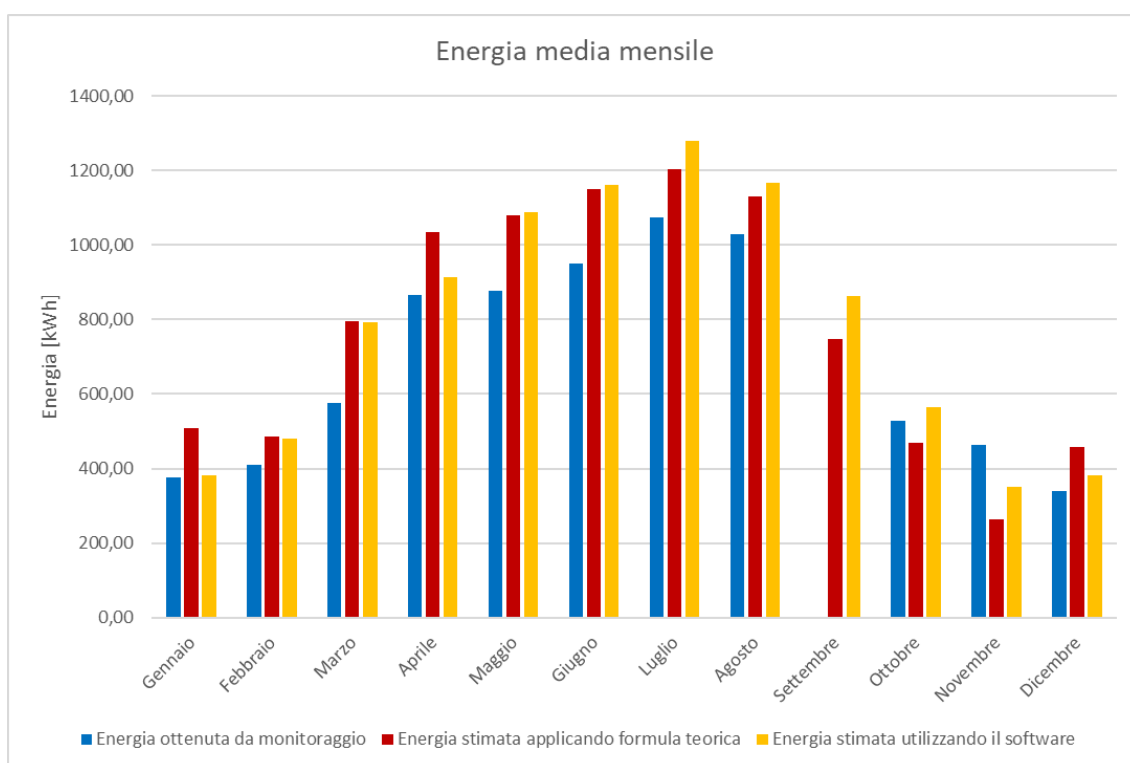


GRAFICO 11: VALORI DI ENERGIA MEDIA MENSILE, OTTENUTI CON I DUE MODELLI DI STIMA E DAI DATI DI MONITORAGGIO, A CONFRONTO

Inoltre, è anche stato calcolato il divario presente tra l'energia media mensile stima mediante l'utilizzo della formula teorica (in rosso) e quella ricavata analizzando i dati di monitoraggio (in blu) e allo stesso modo il divario tra l'energia media mensile stima mediante l'utilizzo del software Solarius (in giallo) e quella ricavata analizzando i dati di monitoraggio (in blu). Tali divari sono riportati nella Tabella 46, espressi sia in termini assoluti sia in termini percentuali rispetto al valore di energia media mensile osservato analizzando i dati di monitoraggio.

	Divario tra energia media mensile stimata con formula teorica e ottenuta da dati di monitoraggio		Divario tra energia media mensile stimata con software Solarius e ottenuta da dati di monitoraggio	
	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
Gennaio	130,05	34%	4,92	1%
Febbraio	76,13	19%	70,21	17%
Marzo	219,47	38%	217,83	38%
Aprile	170,27	20%	48,52	6%
Maggio	202,01	23%	210,33	24%
Giugno	200,08	21%	212,25	22%
Luglio	128,32	12%	205,39	19%
Agosto	100,12	10%	137,48	13%
Settembre	-	-	-	-
Ottobre	-58,79	-11%	37,36	7%
Novembre	-199,39	-43%	-110,50	-24%
Dicembre	117,91	35%	42,99	13%

TABELLA 46: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA MEDIA MENSILE: STIMATI MEDIANTE L'UTILIZZO DELLA FORMULA TEORICA E MONITORATI (A SINISTRA); STIMATI MEDIANTE L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV E MONITORATI (A DESTRA)

In Tabella 46 sono stati considerati:

- accettabili i valori di discrepanza inferiori o uguali al 10%, in termini assoluti (evidenziati in verde),
- parzialmente accettabili, i valori di divario compresi tra il 10% e il 20%, in termini assoluti (evidenziati in giallo), in quanto rappresentano che il metodo di stima è generalmente affidabile, ma ci sono alcune discrepanze che potrebbero richiedere ulteriori verifiche
- non accettabili, i valori di discrepanza maggiori o uguali al 20%, in termini assoluti (evidenziati in rosso), in quanto in tali mesi il metodo di stima non può essere considerato accettabile

Osservando il Grafico 11 e la Tabella 46 si può notare che:

- Il metodo di stima mediante l'utilizzo della formula teorica a partire dai dati di irradianza di PVGIS, sovrastima quasi sempre la reale produzione di energia media mensile, in particolar modo nel mese di marzo in cui stima una produzione media di energia di 219,47 kWh in più, corrispondente al +38% della quantità di energia prodotta a marzo dell'anno monitorato; anche a maggio sovrastima una produzione di energia media notevole di +202 kWh. In entrambi i mesi, ciò si spiega osservando la Tabella 33 e notando come questi due mesi del 2024, siano stati due mesi poco soleggiati rispetto agli stessi mesi dell'anno meteorologico tipico, da cui sono calcolati i dati di stima. Al contrario invece viene sottostimata di molto l'energia media mensile prodotta nel mese di novembre (-49%) e leggermente quella del mese di ottobre (-11%), anche qui, come già osservato in precedenza nell'analisi dei valori di energia oraria media mensile, per via delle diverse condizioni meteorologiche verificatesi in questi mesi del 2023, particolarmente soleggiati, rispetto agli stessi mesi del TMY (Tabella 33). Il divario tra l'energia media mensile stimata utilizzando questo metodo di stima e quella ottenuta analizzando i dati di monitoraggio è accettabile solo nel mese di agosto, in termini percentuali; ciò è comprensibile, osservando nel paragrafo 9.1, che il mese di agosto è caratterizzato da un valore dello RMSE tra la curva rossa e blu basso, pari a $\pm 0,49$ kWh (Tabella 43), poiché si sono verificate all'incirca le stesse condizioni climatiche nel mese di agosto del 2024 e del TMY (Tabella 33). Anche il mese di ottobre presentava un valore dello RMSE tra la curva rossa e blu molto basso, pari a $\pm 0,28$ kWh (Tabella 44), tuttavia per il mese di ottobre il divario in termini percentuali tra l'energia media mensile stimata utilizzando la formula teorica e ottenuta dai dati di monitoraggio è pari all'11% e quindi risulta solo parzialmente accettabile; ciò è dovuto al fatto che questa percentuale è calcolata rispetto al valore di energia media mensile prodotta nel mese di ottobre, che è di solo 527 kWh, molto bassa e quindi uno scostamento anche molto piccolo (-58,79 kWh) da essa genera uno scostamento percentuale notevole. Parzialmente accettabili sono anche i valori di energia media mensile stimati nei mesi di febbraio, aprile e luglio, tutti mesi in cui il valore dello RMSE tra la curva rossa e blu è intorno al $\pm 0,6$ kWh (Tabella 37, Tabella 39, Tabella 42).
- Dall'altra parte il divario presente tra la stima effettuata utilizzando il software Solarius-PV e i dati monitorati è in generale inferiore rispetto a quello presente con l'altro metodo

di stima, a testimonianza che l'utilizzo del software Solarius-PV consente di stimare meglio la reale produzione dell'impianto fotovoltaico. Si osserva che il divario tra l'energia media mensile stimata utilizzando il software e osservata attraverso il monitoraggio è considerato accettabile a gennaio, aprile ed ottobre, tutti mesi in cui il valore dello RMSE tra la curva gialla e blu è di circa $\pm 0,4$ kWh (Tabella 35, Tabella 39, Tabella 44). In particolare, degna di nota è l'accuratezza notevole di questo metodo di stima nel mese di gennaio, in cui lo scarto tra i valori stimati e osservati è solo di +4,92 kWh, che corrisponde all'1% del valore monitorato. Le stime ottenute con questo metodo risultano parzialmente accettabili in tutti gli altri mesi dell'anno, tranne nei mesi di marzo, maggio, giugno e novembre, dove già anche l'altro metodo di stima faceva fatica ad ottenere una buona approssimazione dei valori di energia media mensile prodotta, per via delle condizioni climatiche anomali verificatesi in questi mesi del 2023/2024 (Tabella 33). Tuttavia, si nota che anche in questi mesi in cui le stime non possono essere ritenute accettabili, esse non presentano delle discrepanze significative, ma prossime al 20% in termini percentuali (tranne a marzo).

In generale è possibile affermare che il modello di stima basato sull'utilizzo del software Solarius-PV è in grado di stimare in modo più accurato la reale produzione dell'impianto fotovoltaico, mostrando una discrepanza rispetto ai valori osservati molto bassa nei mesi in cui le condizioni climatiche sono state tipiche e non troppo marcata, sebbene superiore al 20%, anche in quei mesi in cui le condizioni climatiche sono state particolarmente anomale rispetto a quelle tipiche di quel mese. È necessario inoltre ricordare che in queste stime effettuate non è stata presa in considerazione la presenza dell'ombra proiettata sui moduli del campo fotovoltaico da un edificio ubicato in prossimità dell'impianto, in alcune ore del mattino nei mesi di gennaio, febbraio, marzo, ottobre, novembre e dicembre (osservate attraverso il programma web SunCalc [35]), che riduce la reale quantità di energia prodotta dall'impianto e fa sì che i valori stimati, soprattutto utilizzando la formula teorica sovrastimino parecchio la reale produzione dell'impianto. Per questo motivo in questi mesi il divario tra il valore stimato e osservato, soprattutto con il primo metodo di stima utilizzato, è notevole (Tabella 46); considerando l'effetto di quest'ombra esso si ridurrebbe di diversi punti percentuali e ciò permetterebbe di ottenere delle stime molto più accurate.

9.3 CONFRONTO TRA L'ENERGIA MEDIA ANNUALE STIMATA E REALMENTE PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV

In questo paragrafo viene fatto un confronto tra i valori di energia media annuale dell'impianto fotovoltaico analizzato:

- realmente prodotta, ottenuta attraverso l'analisi dei dati di monitoraggio (in blu)
- stimata attraverso l'utilizzo di una formula teorica, a partire dai dati di irradianza di un anno meteorologico tipico (TMY), ottenuti da PVGIS (in rosso)
- stimata attraverso l'utilizzo del software di progettazione fotovoltaica Solarius-PV (in giallo)

I valori di energia oraria media annuale (escludendo il mese di settembre che non è stato monitorato) ottenuti nei tre casi sono già stati mostrati nei rispettivi capitoli, ma per facilitarne il confronto, essi vengono riportati anche qui di seguito (Tabella 7, Tabella 18, Tabella 26) e rappresentati tutti e 3 all'interno del Grafico 12.

Energia annua (escluso settembre):	7489	kWh
---	-------------	------------

TABELLA 7: ENERGIA MEDIA ANNUALE (ESCLUSO SETTEMBRE) [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, OTTENUTA ATTRAVERSO L'ELABORAZIONE DEI DATI DI MONITORAGGIO

Energia annua	9322	kWh
Energia annua (escluso settembre):	8575	kWh

TABELLA 18: STIMA DELL'ENERGIA ANNUALE MEDIA [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV, CALCOLATA APPLICANDO UNA FORMULA TEORICA A PARTIRE DAI DATI DI IRRADIANZA DEL TMY DI PVGIS

Energia annua	9429	kWh
Energia annua (escluso settembre):	8566	kWh

TABELLA 26: STIMA DELL'ENERGIA ORARIA MEDIA MENSILE [kWh] PRODOTTA DALL'IMPIANTO FV ANALIZZATO, CALCOLATA ATTRAVERSO L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS-PV

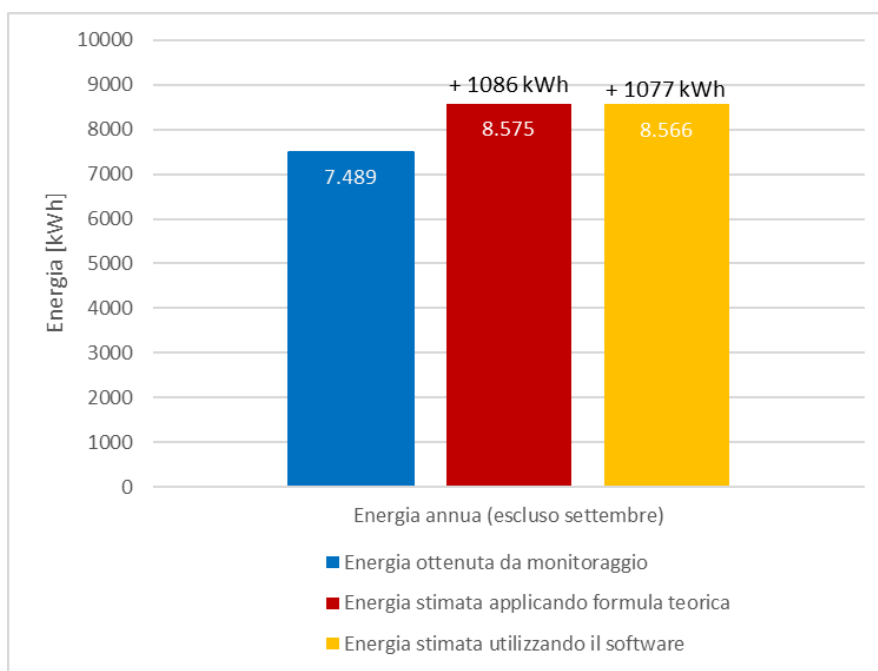


GRAFICO 12: VALORI DI ENERGIA MEDIA ANNUA (ESCLUSO SETTEMBRE), OTTENUTI CON I DUE METODI DI STIMA E A PARTIRE DAI DATI DI MONITORAGGIO, A CONFRONTO

Divario tra energia media annua (escluso settembre) stimata con formula teorica e ottenuta dai dati di monitoraggio		Divario tra energia media annua (escluso settembre) stimata con software Solarius e ottenuta da dati di monitoraggio	
[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
1086	15%	1077	14%

TABELLA 47: DIVARIO TRA I VALORI DI ENERGIA MEDIA ANNUA (ESCLUSO SETTEMBRE): STIMATI MEDIANTE L'UTILIZZO DELLA FORMULA TEORICA E MONITORATI (A SINISTRA); STIMATI MEDIANTE L'UTILIZZO DEL SOFTWARE SOLARIUS E MONITORATI (A DESTRA)

Osservando il Grafico 12 è possibile notare come i due modelli di stima utilizzati sovrastimino la quantità di energia media annuale prodotta dall'impianto (escludendo il mese di settembre) di più di 1000 kWh, rispetto al valore osservato attraverso il sistema di monitoraggio dell'impianto fotovoltaico. Questo divario di più di 1000 kWh, non è eccessivamente elevato, ma neanche trascurabile; espresso in termini percentuali esso corrisponde al +15%, per il metodo di stima che utilizza la formula teorica e al +14%, per il metodo che utilizza il software Solarius, rispetto al valore di energia annuale monitorato (Tabella 47). I due metodi stimano in modo pressoché analogo la quantità di energia annuale media prodotta (escludendo il mese di settembre), differendo di solo 9 kWh. Il divario in termini percentuali tra i valori stimati e osservati può essere considerato parzialmente accettabile, in quanto manifesta il fatto che entrambi i modelli di stima sono generalmente affidabili, ma presentano alcune discrepanze in qualche mese, che potrebbero richiedere ulteriori verifiche. In particolare, parte del motivo di questo divario è il non avere considerato nei metodi di stima il fatto che alcuni dei moduli dell'impianto sono in ombra nelle prime ore del mattino, nei mesi di gennaio, febbraio, marzo, ottobre, novembre e dicembre (osservato attraverso il programma web SunCalc [35]) e quindi in queste ore sicuramente producono molto meno di quanto stimato. Inoltre, un altro motivo del divario presente è anche il fatto che diversi mesi del 2023/2024 sono stato caratterizzati da un comportamento piuttosto anomalo dal punto di vista meteorologico, rispetto ai mesi dell'anno meteorologico tipico, mostrando un elevato numero di giorni di pioggia o nuvolosi, a sfavore dei giorni di sole (Tabella 33).

Per ottenere un migliore confronto e poter davvero verificare se il semplice metodo di stima, che utilizza soltanto una formula teorica, può essere utilizzato per stimare in modo corretto la reale produzione di un impianto fotovoltaico, occorrerebbe confrontare i risultati ottenuti con questo metodo con i valori medi osservati attraverso il sistema di monitoraggio mediati su di un periodo più lungo, di almeno 2 o 3 anni, così da poter superare il problema delle discrepanze dovute alla variabilità climatica.

CONCLUSIONI

In generale è possibile affermare che è difficile riuscire a stimare con buona approssimazione quanta sarà l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico progettato, poiché questa dipende molto dalle condizioni meteorologiche che si verificheranno durante la vita dell'impianto, caratterizzate da un'elevata variabilità.

In questo lavoro di tesi è emerso che, la quantità di energia che l'impianto fotovoltaico analizzato avrebbe dovuto produrre ad un anno dalla data di allaccio alla rete elettrica, stimata attraverso l'utilizzo di una formula teorica e l'utilizzo del software di progettazione fotovoltaica Solarius-PV, risulta essere sovrastimata in entrambi i casi, rispetto alla quantità di energia realmente prodotta dall'impianto. Ciò accade principalmente per via delle condizioni climatiche non tipiche che si sono verificate nel periodo analizzato del 2023/2024, da cui ne deriva una diversa quantità di irradianza solare incidente sui moduli e quindi di energia effettivamente prodotta, rispetto alle previsioni fatte; oltre che per la presenza di un'ombra su alcuni dei moduli dell'impianto, nelle prime ore del mattino, nei mesi di gennaio, febbraio, marzo, ottobre, novembre e dicembre (di cui si è discusso nel Capitolo 9, osservandola in modo approssimativo attraverso l'utilizzo del programma web SunCalc), che non è stata considerata nei modelli di stima utilizzati. Quest'ombra non è stata considerata nell'analisi effettuata poiché non è possibile stimare con precisione il numero di moduli che coinvolge e le ore in cui si verifica, attraverso la semplice osservazione con SunCalc.

Per il futuro, per effettuare un'analisi più accurata, si potrebbe pensare di utilizzare un software specifico che consenta di osservare con maggiore precisione l'ombra presente sul campo fotovoltaico, così da poterne valutarne l'effetto. Così facendo il modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica potrebbe essere migliorato prendendo in considerazione nell'equazione utilizzata solo la presenza dell'irradianza diffusa, per i moduli in ombra, nelle ore in cui questa è presente.

In particolare, per quanto riguarda i valori di energia oraria media mensile stimati (considerati una buona approssimazione dei valori osservati se il divario tra i due è compreso tra -0,5 kWh e +0,5 kWh, in termini assoluti) emerge che entrambi i modelli utilizzati forniscono delle stime piuttosto accettabili nelle ore del pomeriggio, ma, in quasi tutti i mesi, sono presenti delle discrepanze, a volte anche notevoli, nelle ore del mattino, per i motivi già sopra discussi. Tuttavia, osservando i valori dello RMSE (= Root Mean Squared Error), si nota come essi siano sempre inferiori a ± 1 kWh in tutti i mesi dell'anno; ciò indica che entrambi i modelli di stima utilizzati sono in grado di approssimare in modo quasi sempre accettabile i valori osservati attraverso il monitoraggio e quindi di fornire dei valori di producibilità oraria media mensile ragionevoli. In particolare, nei mesi in cui le condizioni climatiche dei mesi del 2023/2024 sono state simili a quelle dell'anno meteorologico tipico (TMY) l'approssimazione è migliore, come testimonia il valore contenuto dello RMSE (come ad esempio ad agosto), mentre invece nei mesi del 2023/2024 in cui le condizioni climatiche sono state particolarmente anomale la discrepanza tra i valori stimati e osservati è maggiore, come testimonia il valore elevato dello RMSE (come ad esempio a novembre). Ciò è valido soprattutto per il metodo di stima che si basa sull'utilizzo della formula teorica, poiché utilizza come dati di partenza i valori di irradianza dell'anno meteorologico tipico (TMY) di PVGIS; ma vale anche per l'altro modello

di stima utilizzato, poiché il software Solarius-PV utilizza, come dati di partenza, i valori di irradianza orari medi mensili di PVGIS del luogo in esame, ottenuti facendo la media di tutti i valori di irradianza orari, del suo storico di dati PVGIS-SARAH2 di 16 anni (dal 2005 al 2020), che quindi risultano essere molto simili ai valori di irradianza tipici di ciascun mese. Da ciò ne deriva che nei mesi in cui le condizioni climatiche sono state particolarmente differenti da quelle tipiche o in cui la presenza dell'ombra sui moduli è notevole, il divario tra l'energia media mensile stimata e osservata attraverso il monitoraggio assume valori superiori al 20%, non accettabili. mentre invece la discrepanza presente tra l'energia media annua stimata e osservata (escludendo dal totale il mese di settembre) è di circa +1000 kWh (+15% per il modello di stima basato sulla formula teorica e +14% per il modello di stima che utilizza il software Solarius-PV), valore non eccessivamente elevato, ma neanche trascurabile.

Complessivamente, come ci si aspettava, il modello di stima che si basa sull'utilizzo del software Solarius-PV consente di ottenere dei valori di energia più simili a quelli osservati attraverso il sistema di monitoraggio, rispetto al metodo di stima che utilizza una semplice formula teorica; ciò è confermato dal minore divario in generale, sia in termini assoluti sia percentuali, tra la curva dell'energia oraria media mensile ottenuta utilizzando Solarius e quella ottenuta attraverso il monitoraggio, oltre che dai minori valori dello RMSE in tutti i mesi dell'anno, da cui ne deriva una minore discrepanza tra i valori di energia media mensile stimati e monitorati. Tuttavia, anche questo metodo non è in grado di stimare in modo accettabile la reale produzione dell'impianto fotovoltaico nei mesi dell'anno caratterizzati da condizioni meteorologiche anomali, rispetto a quelle tipiche del mese.

Oltre ai principali motivi già sopra discussi (condizioni meteorologiche anomale e ombra sui moduli in alcune ore del mattino) che influenzano il divario presente tra le stime di producibilità dell'impianto fotovoltaico e i dati osservati attraverso il monitoraggio, ci sono ulteriori fattori che devono essere considerati:

- Il valore del PR (=Performance Ratio), fattore utilizzato nel modello di stima basato sull'utilizzo della formula teorica, per tenere conto di tutte le perdite presenti nel processo di produzione di energia, è stato definito a priori pari a 0,86, in base a quanto suggerito dal sito web PVGIS [32]. Tuttavia, esso è un fattore affetto da una grande incertezza e quindi molto difficile da definire con precisione a priori; potrebbe benissimo assumere un valore inferiore nell'impianto analizzato, compreso tra 0,55 e 0,86 [7], per via ad esempio dell'accumulo di polvere, foglie o sporco sulle superfici dei moduli che potrebbero ridurre l'efficienza o ancora per via delle perdite maggiori che in realtà si verificano nei circuiti elettrici. Allo stesso modo il valore del BOS, utilizzato nel software Solarius-PV, assunto pari a 80,03% (valore impostato di default dal software), potrebbe assumere un valore differente nell'impianto analizzato.
- L'efficienza reale dei moduli fotovoltaici, dell'inverter e degli ottimizzatori, nelle condizioni di lavoro, cioè a diversi valori di irradianza e temperatura rispetto a quelli in STC, differiscono dai loro valori nominali presenti sulla scheda tecnica. Ad esempio, per ottenere un modello di stima più preciso si potrebbe considerare che le perdite dovute all'inverter non sono costanti, ma variano con un modello quadratico rispetto alla potenza.

- Inoltre, il valore reale dell'inclinazione (tilt) della falda del tetto su cui sono installati i moduli e il suo orientamento (azimut) potrebbero differire di uno o due gradi dai valori usati in questo lavoro di tesi, che sono stati calcolati attraverso una semplice osservazione dell'edificio da Google Earth. Questa variazione, seppur minima, potrebbe far variare in modo significativo la quantità di irradianza solare che effettivamente incide sulla falda del tetto, influenzando significativamente la produzione di energia. Per ottenere valori più accurati si potrebbe effettuare una misurazione diretta sul tetto dell'edificio dell'inclinazione e orientazione della falda, cosa che non è stato possibile effettuare in questa analisi.
- In aggiunta bisogna considerare che, anche se le condizioni climatiche generali possono sembrare simili, variazioni locali, come la presenza di nebbia al mattino, umidità, polvere o inquinamento dell'aria possono ridurre l'irradianza che raggiunge i moduli e quindi influenzare la produzione di energia; i modelli di stima utilizzati non tengono conto di questi fattori.

In conclusione, piccoli errori nei dati di input, utilizzati nei due modelli di stima, possono generare discrepanze significative tra i risultati ottenuti dai metodi di stima e la quantità di energia realmente prodotta dall'impianto fotovoltaico nel periodo monitorato.

Per quanto riguarda l'analisi svolta sulle condizioni climatiche il raggruppamento nelle tre categorie: giorno di sole, nuvoloso o di pioggia, in base alle condizioni climatiche prevalenti della giornata, potrebbe non essere eccessivamente preciso in quanto non è possibile definire dei confini netti tra le varie categorie, poiché un giorno "prevalentemente soleggiato" o caratterizzato da "nubi sparse" potrebbe essere classificato come "di sole" o "nuvoloso", in base ai valori di irradianza che assume. Per questo, sebbene la classificazione effettuata non sia propriamente precisa, essa è stata realizzata per poter osservare in modo approssimativo nei confronti effettuati le condizioni climatiche caratteristiche di ogni mese. Per effettuare una categorizzazione più precisa si potrebbe pensare di considerare più categorie come ad esempio: giorno di sole, parzialmente nuvoloso, nuvoloso, di pioggia e di pioggia con schiarite, cosa che in questo studio non è stata fatta per non complicare e dilungare eccessivamente l'analisi e in quanto non si necessitava di tale livello di dettaglio per l'utilizzo fatto di questi dati.

Le conclusioni ottenute in questo lavoro di tesi non possono essere generalizzate, ma anzi, in futuro per poter davvero verificare l'affidabilità di entrambi i modelli e se in particolare il semplice metodo di stima creato possa essere utilizzato per stimare in modo corretto la reale produzione di un impianto fotovoltaico, per eventuali progetti futuri, occorrerebbe confrontare i risultati ottenuti con questo metodo con i valori medi di energia prodotti da un impianto fotovoltaico, osservati attraverso il suo sistema di monitoraggio, su di un periodo più lungo di almeno 2 o 3 anni (cosa che non è stata possibile effettuare in questo lavoro di tesi in quanto si aveva a disposizione solo lo storico di dati di circa un anno dopo la data di allacciamento dell'impianto alla rete elettrica); inoltre occorrerebbe anche applicare questo modello per il calcolo della stima di producibilità di altri impianti fotovoltaici ubicati in un luogo diverso e che presentano una diversa taglia, orientazione e inclinazione, al fine di verificare se esso sia applicabile per un generico impianto fotovoltaico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] REN21, 'RENEWABLES 2024 - GLOBAL STATUS REPORT', 2023. Accessed: Sep. 10, 2024. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2024_Supply.pdf
- [2] Global Change Data Lab, 'Our World in Data', <https://ourworldindata.org/energy-key-charts>.
- [3] IRENA - International Renewable Energy Agency, *TRACKING COP28 OUTCOMES TRIPLING RENEWABLE POWER CAPACITY BY 2030*. 2024. Accessed: Sep. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Tracking-COP28-outcomes-Tripling-renewable-power-capacity-by-2030>
- [4] IRENA - International Renewable Energy Agency, 'Renewable Energy Statistics 2024'. Accessed: Sep. 10, 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>
- [5] EUROPEAN COMMISSION, 'EU Solar Energy Strategy', Brussels, May 2022. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A221%3AFIN&qid=1653034500503>
- [6] IEA - International Energy Agency, 'PVPS Annual Report 2023', 2023. Accessed: Sep. 10, 2024. [Online]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/05/PVPS_Annual_Report_2023_v4-6.pdf
- [7] Fillippo Spertino, 'Solar Photovoltaic Systems', 2022, *Politecnico di Torino (TO) - materiale didattico del corso*.
- [8] D. Yogi Goswami, *PRINCIPLES OF SOLAR ENGINEERING*, THIRD EDITION. Taylor & Francis group, 2015. [Online]. Available: <https://www.advant.com/principlesofsolarengi.pdf>
- [9] T. Markvart, *Solar Electricity*, Second edition. USA, 2000.
- [10] Z. Aqachmar, H. Ben Sassi, K. Lahrech, and A. Barhdadi, 'Solar technologies for electricity production: An updated review', Sep. 01, 2021, *Elsevier Ltd*.
- [11] I. – International Renewable Energy Agency, *FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper About IRENA*. 2019. [Online]. Available: www.irena.org/publications.
- [12] NREL, 'Best Research-Cell Efficiency Chart'. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [13] N. Kant and P. Singh, 'Review of next generation photovoltaic solar cell technology and comparative materialistic development', *Mater Today Proc*, vol. 56, pp. 3460–3470, 2022.

- [14] International Energy Agency, *Trends in photovoltaic applications*. 2022. [Online]. Available: www.iea-pvps.org
- [15] F. J. Ma *et al.*, ‘Comparative analysis of radiation-induced effects on the performance of p-type PERC and TOPCon solar cells for space applications’, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 274, Aug. 2024.
- [16] J. Schmidt, R. Peibst, and R. Brendel, ‘Surface passivation of crystalline silicon solar cells: Present and future’, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 187, pp. 39–54, Dec. 2018.
- [17] A. Allouhi, S. Rehman, M. S. Buker, and Z. Said, ‘Up-to-date literature review on Solar PV systems: Technology progress, market status and R&D’, Aug. 15, 2022, *Elsevier Ltd.*
- [18] S. Ghosh and R. Yadav, ‘Future of photovoltaic technologies: A comprehensive review’, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, Oct. 2021.
- [19] A. Awasthi *et al.*, ‘Review on sun tracking technology in solar PV system’, Nov. 01, 2020, *Elsevier Ltd.*
- [20] Mei Shan Ngan and Chee Wei Tan, ‘A Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-alone Photovoltaic Systems’, Department of Energy Conversion, Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, 81300, Skudai, Johor, Malaysia, 2011.
- [21] N. Muller, J. Barria, and L. Reyes-Chamorro, ‘Flexible Power Point Tracking for Active Power Regulation in String-Inverter PV Plants with Power Optimizers’, in *2021 6th IEEE Workshop on the Electronic Grid, eGRID 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021.
- [22] M. Bahloul, D. Horan, and S. K. Khadem, ‘BESS Viability analysis for PV Power Plant Clipping Loss Minimisation’, in *2023 International Conference on Future Energy Solutions, FES 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023.
- [23] Jihyun Lee and Ilwoo Lee, ‘Assessing Stable Production of a Photovoltaic System by using a Remote Monitoring System’, Energy ICT Research Laboratory Electronics and Telecommunications Research Institute (Daejeon, South Korea), 2020.
- [24] A. Bagnasco, G. Allasia, M. Giannettoni, P. Pinceti, and G. Parodi, ‘Innovative solutions for photovoltaic plants remote monitoring’, SunWise srl (Genoa, Italy), FOS Group (Genoa, Italy), DITEN, University of Genoa, Italy, 2012.
- [25] Lotfi Charaabi, ‘Open Monitoring System for Photovoltaic Solar Installations’, Univesité Tunis EL Manar (Tunis, Tunisia), 2020.
- [26] Amerisolar AP, ‘Amerisolar’. Accessed: Aug. 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.weamerisolar.eu/it/>

- [27] Topographic-map.com, 'mappa topografica'. Accessed: Aug. 31, 2024. [Online]. Available: <https://it-ch.topographic-map.com/map-cn2p3q/Superga/?center=45.08471%2C7.76999&lock=14%2C196%2C687&zoom=15>
- [28] Huawei, 'Fusion Solar'. Accessed: Sep. 01, 2024. [Online]. Available: <https://eu5.fusionsolar.huawei.com/unisso/login.action#/home/list>
- [29] Arpa Piemonte, 'Stazione metereologica "Torino Giardini Reali"'. Accessed: Sep. 01, 2024. [Online]. Available: https://www.arpa.piemonte.it/rischi_naturali/snippets_arpa_graphs/dati_giornalieri_meteo/?statid=PIE-001272-907-2004-08-05¶m=P
- [30] 3B Meteo, 'Storico meteo per San Mauro Torinese'. Accessed: Sep. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.3bmeteo.com/meteo/san+mauro+torinese/storico>
- [31] IlMeteo.it, 'Storico meteo per San Mauro Torinese'. Accessed: Sep. 01, 2024. [Online]. Available: <https://www.ilmeteo.it/portale/archivio-meteo/San+Mauro+Torinese>
- [32] European Commission's Joint Research centre, 'PVGIS'. Accessed: Sep. 01, 2024. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [33] European Commission's Joint Research centre, 'Getting started with PVGIS'. Accessed: Sep. 01, 2024. [Online]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis_en
- [34] ACCA Software, 'Solarius-PV'. Accessed: Sep. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.acca.it/software-fotovoltaico>
- [35] SunCalc, 'Ombre sui moduli nelle prime ore del mattino, osservate in modo approssimativo con SunCalc'. Accessed: Sep. 12, 2024. [Online]. Available: <https://www.suncalc.org/#/45.1103,7.7618,19/2024.01.15/08:30/9/1>

ALLEGATI



Tiger Premium AS-6M120-HC BLACK 365W~385W MONOCRYSTALLINE MODULE

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 21.10% by using innovative Half-cell design and Multi-busbar(MBB) cell technology.
- Low temperature coefficient and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Aesthetically appealing design with black backsheet and frame.

CERTIFICATIONS

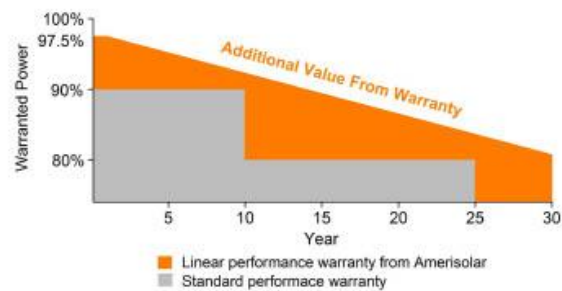


- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 62716, IEC 61701, IEC TS 62804, CE, CQC
- ISO 9001:2015: Quality management system
- ISO 14001:2015: Environmental management system
- ISO 45001:2018: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 20 years product warranty
- 30 years linear power output warranty

Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Maximum Power (P_{max})	365W	370W	375W	380W	385W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	41.4V	41.6V	41.8V	42.0V	42.2V
Short Circuit Current (I_{sc})	11.23A	11.30A	11.37A	11.44A	11.51A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	34.4V	34.6V	34.8V	35.0V	35.2V
Current at Maximum Power (I_{mp})	10.62A	10.70A	10.78A	10.86A	10.94A
Module Efficiency (%)	20.01	20.28	20.55	20.83	21.10
Operating Temperature	-40°C to +85°C				
Maximum System Voltage	1000V DC/1500V DC				
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)				
Maximum Series Fuse Rating	20A				

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5; Tolerance of Pmax: ±3%; Measurement Tolerance: ±3%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Maximum Power (P_{max})	271W	275W	279W	283W	287W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	38.0V	38.2V	38.4V	38.6V	38.8V
Short Circuit Current (I_{sc})	9.09A	9.15A	9.21A	9.27A	9.33A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	31.4V	31.6V	31.8V	32.0V	32.2V
Current at Maximum Power (I_{mp})	8.64A	8.71A	8.78A	8.85A	8.92A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Monocrystalline PERC 166*83mm
Number of cells	120 (6x20)
Module dimensions	1756x1039x30mm (69.13x40.91x1.18inches)
Weight	19.5kg (43.3lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), Length: 300mm (11.81inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

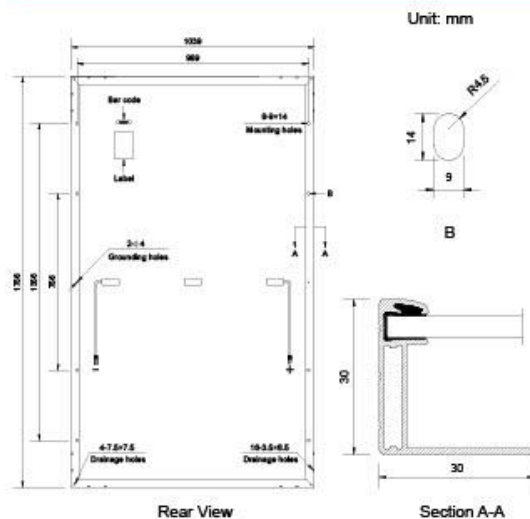
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	43°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.28%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

PACKAGING

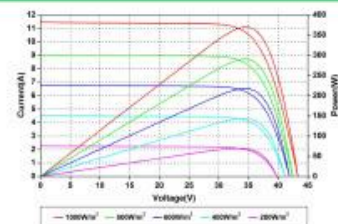
Standard packaging	36pcs/pallet
Module quantity per 20' container	216pcs
Module quantity per 40' container	988pcs

ENGINEERING DRAWINGS

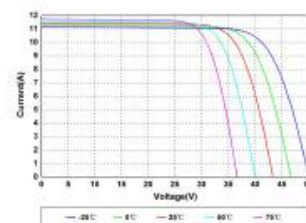


Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with © are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.



SUN2000-2-6-KTL-L1



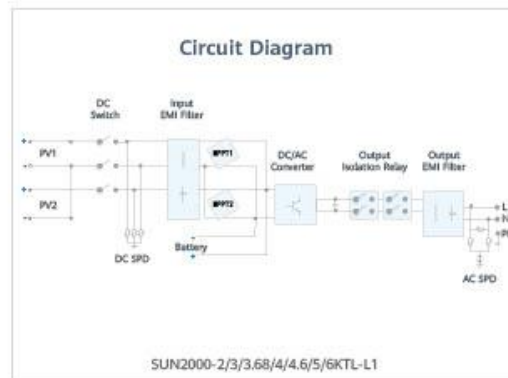
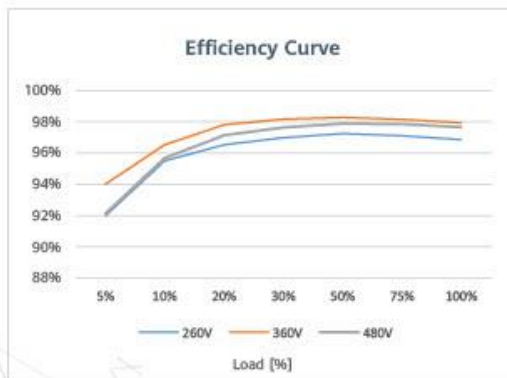
Active Safety
AI Powered
Active Arcing Protection



Higher Yields
Up to 30% More
Energy with Optimizer



2x POWER Battery Ready
5KW AC Output plus
5KW Battery Charge



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
Efficiency							
Max. efficiency	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
European weighted efficiency	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Input (PV)							
Recommended max. PV power ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Max. input voltage				600 V ³			
Start-up voltage				100 V			
MPPT operating voltage range				90 V - 560 V ³			
Rated input voltage				360 V			
Max. input current per MPPT				12.5 A			
Max. short-circuit current				18 A			
Number of MPP trackers				2			
Max. number of inputs				2			
Input (DC Battery)							
Compatible Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Operating voltage range	350 - 450 Vdc						
Max operating current	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Max charge power	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Max discharge Power @7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Max discharge Power @10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Compatible Battery	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh - 30kWh ¹						
Operating voltage range	350 - 560 Vdc						
Max operating current	15 A						
Max charge Power	5,000 W ⁴						
Max discharge Power	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Output							
Grid connection	Single phase						
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz						
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %						
Backup power output	Yes (via Backup Box-5000 ¹)						
Protection & Feature							
Anti-islanding protection	Yes						
DC reverse polarity protection	Yes						
Insulation monitoring	Yes						
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11						
Residual current monitoring	Yes						
AC overcurrent protection	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
AC overvoltage protection	Yes						
Over-heat protection	Yes						
Arc fault protection	Yes						
Battery reverse charging from grid	Yes						
General Data							
Operating temperature range	-25 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)						
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH						
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (Derating above 2,000 m)						
Cooling	Natural convection						
Display	LED indicators; integrated WLAN + FusionSolar APP						
Communication	RS485, WLAN via inverter built-in WLAN module Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional); 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)						
Weight (incl. mounting bracket)	12.0 kg (26.5 lb)						
Dimension (incl. mounting bracket)	365mm * 365mm * 156 mm (14.4 x 14.4 x 6.1 inch)						
Degree of protection	IP65						
Optimizer Compatibility							
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P						
Standard Compliance (more available upon request)							
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

¹ Available in 2020 Q3.

² Inverter max Input PV power is 10,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

³ The maximum input voltage and operating voltage upper limit will be reduced to 485 V when inverter connects and works with LG battery.

⁴ 2,500 W @ 5kWh HUAWEI ESS battery

⁵ AS4777.2: 4999W. ⁶ VDE-AR-N-4105: 4800VA / AS4777.2: 4999VA. ⁷ AS4777.2: 4999VA. ⁸ AS4777.2: 21.7A.

Smart PV Optimizer



Ottimizzatore universale,
Semplifica la gestione



Auto-mappatura dei moduli in
soli 5 sec



Posizionamento del modulo
Interessato dall'arco elettrico

Technical Specification	SUN2000-450W-P2	SUN2000-600W-P		
Ingresso				
Potenza di ingresso nominale ¹	450 W	600 W		
Tensione di ingresso max. assoluta	80 V			
Intervallo di tensione operativo MPPT	10 - 80 V			
Corrente di corto circuito max.	14.5 A			
Efficienza max	99.5 %			
Efficienza ponderata	99.0 %			
Categoria sovratensione	II			
Uscita				
Tensione di uscita max.	80 V			
Corrente di uscita max.	15 A			
Bypass Uscita ²	Sì			
Tensione in uscita per ottimizzatore ³	0 V			
Impedenza di uscita per ottimizzatore	1k ohm ± 10 %			
Comunicazione				
Metodo di comunicazione	MBUS			
Conformità agli standard				
Sicurezza	IEC62109-1 (sicurezza classe II)			
RoHS	Sì			
Dati generali				
Dimensioni (L x A x P)	75 x 140 x 28 mm (3.0 x 5.5 x 1.1 inch)			
Peso (con cavi)	0.6 kg (1.3 lb.)			
Accessorio per l'installazione (opzionale)	Piastra per montaggio al telaio / Vite a T ⁴			
Connettore in ingresso	MC4 - Staubli			
Lunghezza del cavo di ingresso	0.15m			
Connettore in uscita	MC4 - Staubli			
Lunghezza del cavo di uscita	1.3 m (4.3 ft.) ⁵			
Temperatura / Umidità relativa di esercizio	-40 °C ~ 85 °C ⁶ / 0%RH ~ 100%RH			
Grado di protezione	IP68			
Prodotti compatibili	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1, SUN2000-12/15/17/20KTL-M2, SUN2000-30/36/40KTL-M3			
Design a Stringhe Lunghe (solo stringhe completamente ottimizzate)				
N. minimo di ottimizzatori per stringa ⁶	SUN2000-2-6KTL-L1	SUN2000-3-10KTL-M1	SUN2000-12-20KTL-M2	SUN2000-30-40KTL-M3
N. massimo di ottimizzatori per stringa	4	6	6	6
Potenza CC massima per stringa	25	35	35	25
	6,000 W	10,000 W	12,000 W	12,000 W

¹ La potenza nominale del modulo PV in STC non deve superare di 1,05 volte la potenza nominale dell'ottimizzatore.
² L'ottimizzatore di potenza viene bypassato nella stringa collegata a un inverter operativo quando esso non funziona.
³ L'uscita dell'ottimizzatore di potenza è pari a 0Vcc quando si scollega l'inverter o l'inverter viene arrestato.
⁴ Consente l'installazione alla struttura del modulo PV e al suo profilo in alluminio.
⁵ Adatto a moduli PV per installazione in orizzontale e in verticale.
⁶ Richiede un modulo PV standard da 60 celle per soddisfare la tensione minima di avvio dell'inverter.
⁷ La piena potenza si riferisce allo strumento di progettazione intelligente online Smartdesign.