



Progetto: **Progetto «Mirabella»**
Impianto fotovoltaico per una potenza nominale di 120 MW ed una potenza in immissione di 96 MW.

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Procedura: **Valutazione di impatto ambientale ex art. 23, 24 e 25 Dlgs 152/2006**

Ubicazione: **Piazza Armerina (EN), Mirabella Imbaccari (CT), Caltagirone (CT), San Michele di Ganzaria (CT) - SICILIA**

Committente:  **IBVI 12 s.r.l.**
Viale Amedeo Duca D'Aosta, n. 76
39100 Bolzano(BZ)
ibvi12srl@pec.it

Titolo:
Relazione di Producibilità impianto

Codice elaborato: **FVMIR-CT-REL010A0** Formato: **UNI A4**

N. elaborato: **G.1** Scala:

Visti/ Firme /Timbri: **Ing. Maurizio Moscoloni**



Revisioni

Data	Rev.	Descrizione	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:
12.04.2024	0	1° Emissione	Ing. Maurizio Moscoloni	Renovabile s.r.l.	IBVI 12 s.r.l.



INDICE

1 PREMESSA	2
2. IL SITO DI IMPIANTO	2
3. CALCOLO DELLA PRODUZIONE	6
3.1 Regime di “insolazione” del sito	6
3.2 Software utilizzato e principi di calcolo	7
3.3 Radiazione solare media annua in sito	9
3.4 calcolo della producibilità’	9
3.5 Perdite del sistema	11
3.5.1 Perdite per ombreggiamento	11
3.5.2 Perdite per basso irraggiamento	11
3.5.3 Perdite per temperatura	11
3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico	11
3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico	11
3.5.6 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	12
3.5.7 Perdite ohmiche di cablaggio	12
3.5.8 Perdite inverter in funzione	12
3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite	12
3.6 Conclusione	13



1. Premessa

La società IBVI 12 S.R.L., in ottemperanza a quanto previsto dell'art. 27-bis del D.Lgs. 152 del 2006, intende attivare la procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale nell'ambito del Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale per la realizzazione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico della potenza nominale quantificabile in 120 MWp, e potenza di immissione di 95 MW, la cui ubicazione ricade nei Comuni di Caltagirone, San Michele di Ganzaria e Mirabella Imbaccari in provincia di Catania e nel Comune di Piazza Armerina in provincia di Enna nelle località "Stagno, Molino della Gatta, Poggio Vignazza, Poggio Bianco".

L'impianto sarà suddiviso in 2 campi, denominati "A" e "B", interconnessi da una rete elettrica a AT 36kV e collegati alla cabina principale dell'impianto AT SSEU (stazione elettrica di impianto 36Kv) posta in posizione baricentrica ai due campi e collegata ad una nuova stazione elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN, da inserire in doppio entra - esce alle linee RTN a 150 kV "S.Cono - Caltagirone 2" e "Barrafranca - Caltagirone", di cui al Piano di Sviluppo Terna, attraverso un elettrodotto Interrato AT della lunghezza di circa 17,52 Km.

La presente relazione riguarda il calcolo di producibilità del Parco Fotovoltaico.

2. Il Sito di Impianto

L'area di sedime su cui sorgerà l'impianto ricade all'interno dei territori comunali di Caltagirone, San Michele di Ganzaria e Mirabella Imbaccari in provincia di Catania e nel territorio comunale di Piazza Armerina in provincia di Enna a circa 2,4 Km in direzione Nord dal centro abitato di Mirabella Imbaccari, a circa 9,8 Km in direzione Nord-Ovest dal Centro abitato di Piazza Armerina, a circa 4,5 Km in direzione e Est dal centro abitato di San Cono, a 10,2Km in direzione Sud-Est dal centro abitato di Caltagirone e a 2,2 km in direzione Sud-Ovest dal centro abitato di San Michele di Ganzaria, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali. Le opere di connessione tra le quali la SSEU da 150 kV/30 kV ricade nel territorio del comune di Caltagirone in provincia di Catania mentre l'elettrodotto di connessione si sviluppa per circa 17,52 km e ricade nei territori di Mineo e Caltagirone in provincia di Catania.

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, e rurale che si collega con la viabilità statale costituita dalla A19 Palermo - Catania, la SS 117bis, SS 124 e dalla viabilità provinciale costituita dalla SP 37, SP 65, SP 216.

Nella cartografia del Catasto Terreni il sito, composto da area di impianto e aree destinate alla forestazione, è ricompreso nei Fogli nn° 253, 254, 255, 258, 278, 280, 281, 284, 289, 290, 291 del Comune di Piazza Armerina (EN); nei Fogli nn° 1 e 3 del Comune di San Michele di Ganzaria (CT); nel Foglio n° 1 del Comune di Caltagirone (CT); nei Fogli nn° 9 e 10 del Comune di Mirabella Imbaccari (CT); le opere di connessione (cabine di campo e cabina generale d'impianto) sono invece ricomprese nei fogli nn° 259, 278, 280, 281, 282, 291 del Comune



di Piazza Armerina (EN); nel foglio n° 1 del Comune di Caltagirone (CT); nei fogli nn° 1, 3, 4 del Comune di San Michele di Ganzaria (CT); nel foglio n° 9 del Comune di Mirabella Imbaccari (CT).

Il nuovo impianto fotovoltaico insisterà, così come accennato precedentemente, su dei lotti di terreno ricadenti all'interno dei territori comunali di Piazza Armerina nella provincia di Enna e di Mirabella Imbaccari, San Michele in Ganzaria e Caltagirone in provincia di Catania, nelle località "Stagno, Molino della Gatta, Poggio Vignazza e Poggio Bianco".

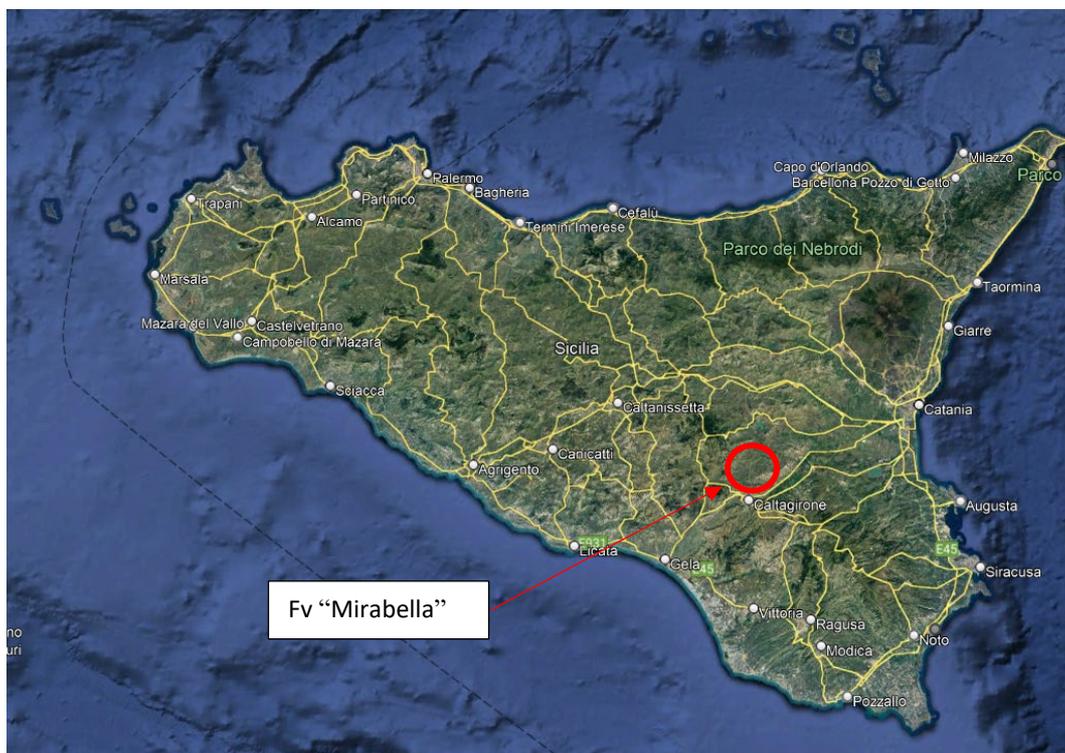


Figura 1 Localizzazione su immagine satellitare

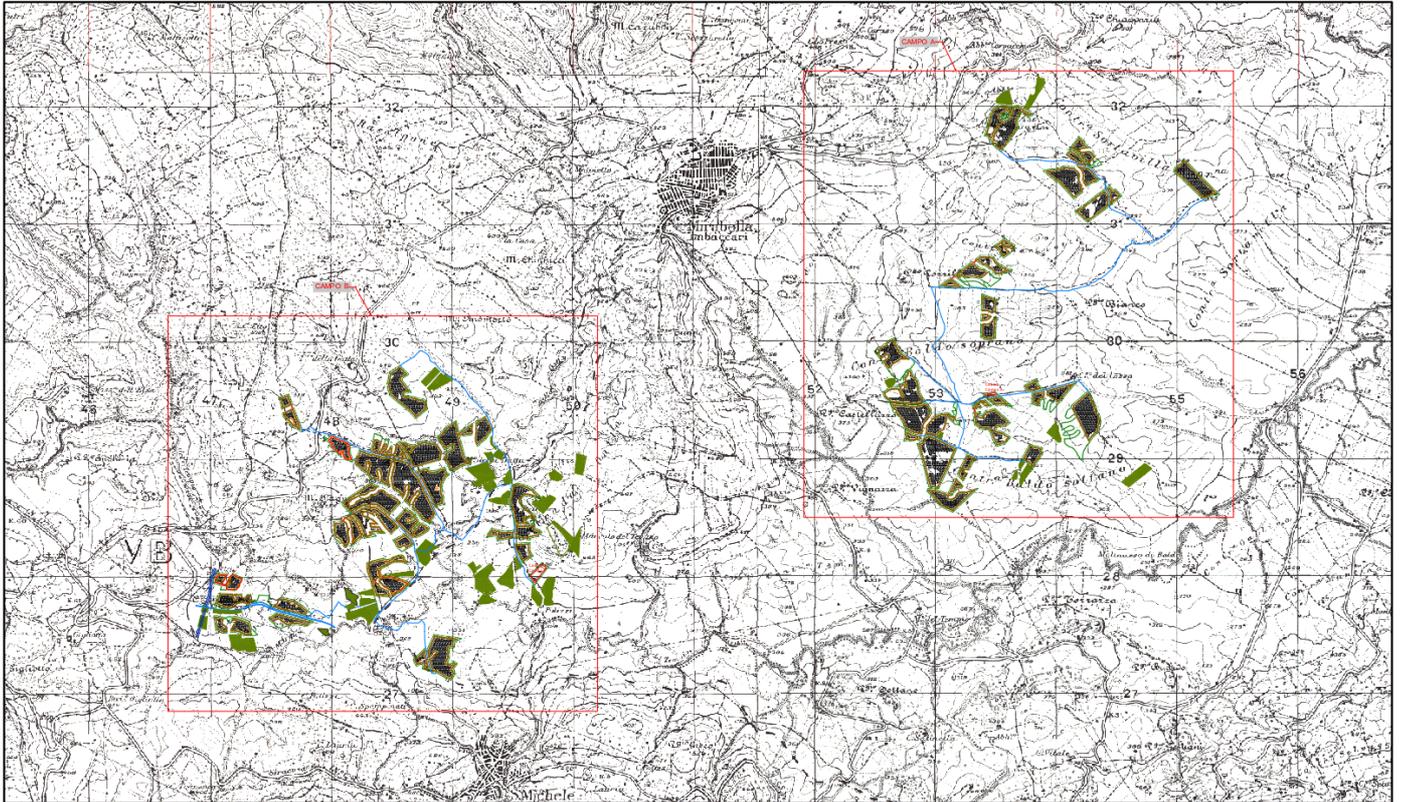


Figura 2 Inquadramento impianto su base IGM 1:25.000

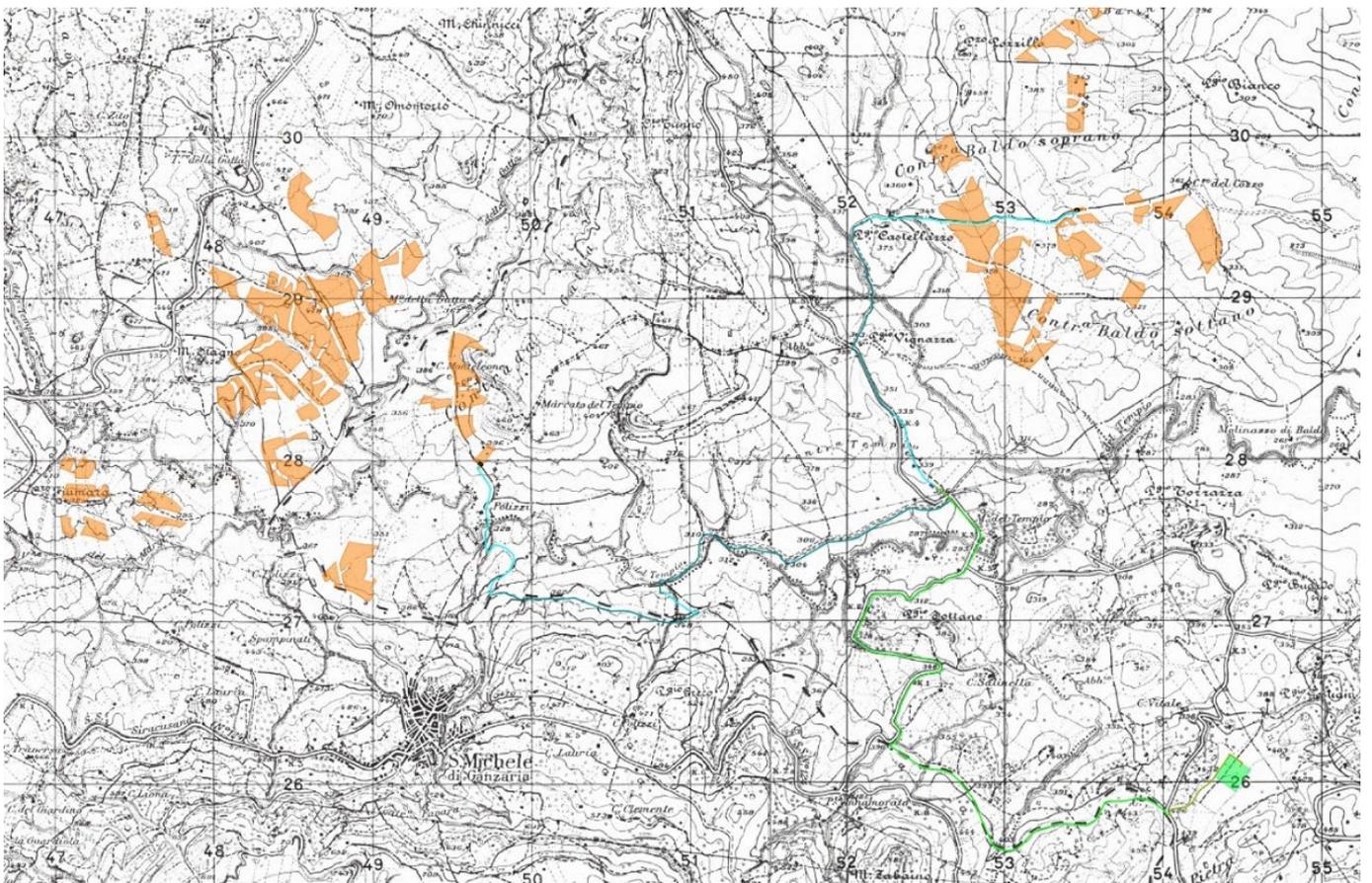


Figura 3 Inquadramento SE (RTN) su base IGM 1:25.000



Dal punto di vista cartografico, le opere in progetto ricadono all'interno delle seguenti cartografie:

- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche “272I-NE (MIRABELA IMBACCARI)”, “273IV-NO (MONTE FRASCA)”.
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, fogli nn° 632150, 632160, 639030, 639040, 639070, 639080, 640050.

Di seguito si riportano le coordinate assolute nel sistema UTM 33 WGS84 dell'impianto fotovoltaico e della sottostazione elettrica:

SISTEMA UTM 33 WGS84 – COORDINATE ASSOLUTE			
Posizione	E	N	H
Impianto Fv - Campo A (baricentro area)	37.315937°	14.469630°	433m
Impianto Fv - Campo B (baricentro area)	37.299990°	14.418411°	377m
Cabina di raccolta AT	37.294254°	14.463750°	322 m
SSE (RTN)	37.277862°	14.484686°	410 m

Tabella 1 Coordinate assolute parco FV e SSE

3. Calcolo della produzione

3.1 Regime di “insolazione” del sito

La produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico, che è affidata al sottosistema base costituente l'impianto e cioè la cella fotovoltaica, la quale, sfruttando l'effetto fotovoltaico, è direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente.

Pertanto, risulta essenziale la valutazione della radiazione solare in relazione al sito.

Preliminarmente si è consultato dati dell'archivio RADSAF, potendo verificare che, così come risulta dalla figura 3 che sulla regione Sicilia l'irraggiamento di riferimento della regione è compreso nell'intervallo tra 1600 kWh/m² e 1800 kWh/m².



Figura 1 Irraggiamento globale e potenziale fotovoltaico

Per quanto riguarda il calcolo dei valori di radiazione solare locale, questi sono stati ottenuti tramite il plugin UMEP¹ e in particolare il modello SEBE², disponibile per il software QGIS, che, facendo uso dei dati meteo provenienti da ERA5 e del modello digitale del terreno (DTM) fornisce dei valori di irraggiamento sufficientemente precisi. I valori calcolati rappresentano la radiazione globale annuale proiettata sul piano orizzontale, in kWh/m²/anno, intesa come somma della componente diretta e diffusa della radiazione solare.

Equazione 1 Radiazione solare globale

¹ Lindberg, F.; Grimmond, C.; Gabey, A.; Huang, B.; Kent, C.W.; Sun, T.; Theeuwes, N.E.; Jarvi, L.; Ward, H.C.; Capel-Timms, I.; et al. Urban Multi-scale Environmental Predictor (UMEP): An integrated tool for city-based climate services. *Environmental Modelling Software* **2018**, 99, 70–87. doi:[10.1016/j.envsoft.2017.09.020](https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.09.020).

² Lindberg, F.; Jonsson, P.; Honjo, T.; Wastberg, D. Solar energy on building envelopes - 3D modelling in a 2D environment. *Solar Energy* **2015**, 115, 369–378. doi:[10.1016/j.solener.2015.03.001](https://doi.org/10.1016/j.solener.2015.03.001).



$$G = I \sin(\eta) + G_d$$

Dove:

G = radiazione solare globale, [kWh/m²/anno].

I = radiazione solare diretta, [kWh/m²/anno].

G_d = radiazione solare diffusa, [kWh/m²/anno].

η = angolo di elevazione solare [gradi].

Mentre il database meteorologico ERA5 fornisce la radiazione solare diretta, la componente diffusa della radiazione è stata calcolata per differenza da quella globale e diretta tramite la valutazione dell'angolo di elevazione solare per le date in esame. La

La radiazione globale nell'Area di Impianto, così come definita in Equazione 1 e rappresentata in Figura 3, presenta un valore di circa 1800kWh/m²/ anno, che è in linea con quanto atteso e ben al di sopra del limite inferiore di radiazione adottato nei criteri di progettazione.

3.2 Software utilizzato e principi di calcolo

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVsyst 7.2 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Come anticipato nel capitolo precedente, il calcolo della tensione di output del pannello, della corrente e della relativa potenza di uscita, si effettua considerando il pannello misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Le caratteristiche tensione-corrente per ogni modulo vengono considerate, in uscita dallo stesso, secondo l'efficienza del pannello, in condizioni standard, pari a 21.10%.

I set di moduli sono collegati tra loro in serie, quindi mantenendo costante la tensione, chiaramente in BT in questa sezione di impianto, ed andranno a formare le stringhe.

Il software di calcolo, quindi, considera le tensioni e relative correnti di ogni SB nel collegamento con l'inverter di riferimento da cui, mediante trasformazione BT/MT si ottiene la potenza in uscita per ogni trasformatore in funzione del rapporto di rendimento dell'inverter.

Inoltre, è necessario evidenziare, in relazione al tipo di risorsa coinvolta, che esistono e vengono considerati come fattori di perdita di potenza, l'ombreggiamento dovuto alla natura orografica del paesaggio, così come rappresentato in Figura 7.

Il dimensionamento della potenza di targa effettuato in STC normate da CEI EN 904/1-2-3 è necessario per



poter uniformare la progettazione in relazione al fatto che l'effetto fotovoltaico, traduzione su materiali cristallini dell'effetto fotoelettrico, risente sostanzialmente delle variazioni di temperatura. In ultimo, il calcolo tiene in debita considerazione una stima del degrado del pannello dovuto alla sedimentazione di polveri che concorrono mutualmente al decremento delle prestazioni in ragione non sono di una limitazione della superficie assorbente, ma anche, soprattutto, ad un innalzamento della temperatura.

Parallelamente esistono fattori di incremento dell'efficienza del modulo, come ad esempio l'albedo, ovvero la capacità del terreno di riflettere la radiazione solare, calcolato anch'esso in funzione della stazione meteorologica a cui si fa riferimento e le perdite di sistema. Nel seguito si riportano in forma tabellare i valori percentuali degli incrementi e delle perdite utilizzati dal calcolo.

Il calcolo per la stima della producibilità è stato effettuato a partire del modello in 3d attraverso il software di modellazione CAD PVcase che ha riportato sul terreno tutti gli elementi che compongono il layout; l'algoritmo proprietario del software tiene conto di un'analisi delle pendenze e autonomamente sceglie la distanza corretta al fine di evitare ombreggiamenti tra le file dei pannelli.

Il modello ottenuto in 3d viene, quindi, successivamente importato nel software di simulazione PVSyst vers. 7.2. PVSyst è un software completo per lo studio di tale tipo di impianti in quanto ha la possibilità di utilizzo automatico di tutte le informazioni necessarie per il calcolo della producibilità. Tali parametri sono:

- Database meteo
- Posizione geografica
- Dati meteorologici
- Pannelli già in commercio catalogati per produttore e modello
- Inverter già in commercio catalogati per produttore e modello
- Corretta configurazione pannello inverter
- Analisi della tabella degli ombreggiamenti.

3.3 Radiazione solare media annua in sito

I dati meteorologici utilizzati per la simulazione della producibilità dell'impianto in progetto sono stati tratti dal database internazionale PVGIS api TMY. Tali dati sono specifici del luogo geografico che in questo caso è il comune di Mirabella Imbaccari (CT). Si precisa che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database PVGIS api TMY 5.2, aggiornati alla data di stesura del progetto.



Di seguito si riporta la Tabella 2 con i valori medi dell'insolazione mensile e annuale in loco.

Balances and main results								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	74.3	34.79	5.15	103.5	100.2	11884396	10913520	0.878
February	88.3	37.55	5.21	112.8	109.2	12706946	12565609	0.928
March	160.5	51.59	10.61	191.4	185.2	20791179	20573853	0.896
April	188.7	64.36	15.66	203.6	196.7	21488817	21258083	0.870
May	223.7	71.94	16.72	226.4	218.7	23825451	21693632	0.798
June	236.9	67.98	21.49	232.5	224.6	24157322	23898919	0.857
July	244.8	60.03	25.42	243.7	235.4	24946033	22238785	0.760
August	226.9	56.54	24.91	240.0	231.9	24687649	24430382	0.848
September	162.0	59.64	20.30	184.6	178.5	19623127	19413821	0.876
October	113.3	48.12	15.99	140.7	136.1	15378181	15209875	0.901
November	86.4	34.55	12.89	119.4	115.6	13333389	13188059	0.920
December	72.5	32.54	8.74	106.2	102.7	12145229	12013611	0.943
Year	1878.3	619.62	15.32	2104.8	2034.6	224967717	217398147	0.861

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

La tabella mostra che l'energia solare raccolta in media dal piano incidente dei moduli Fotovoltaici è di 1878,3 kWh/m² anno.

3.4 Calcolo della producibilità'

I risultati elaborati quindi si dividono in producibilità del sistema, restituita sia come produzione media annua, 224.967,717 MWh/anno, che in un diagramma a barre a cadenza mensile che evidenzia la produzione normalizzata [kWh/kWp/day] confrontata alle perdite del sistema.

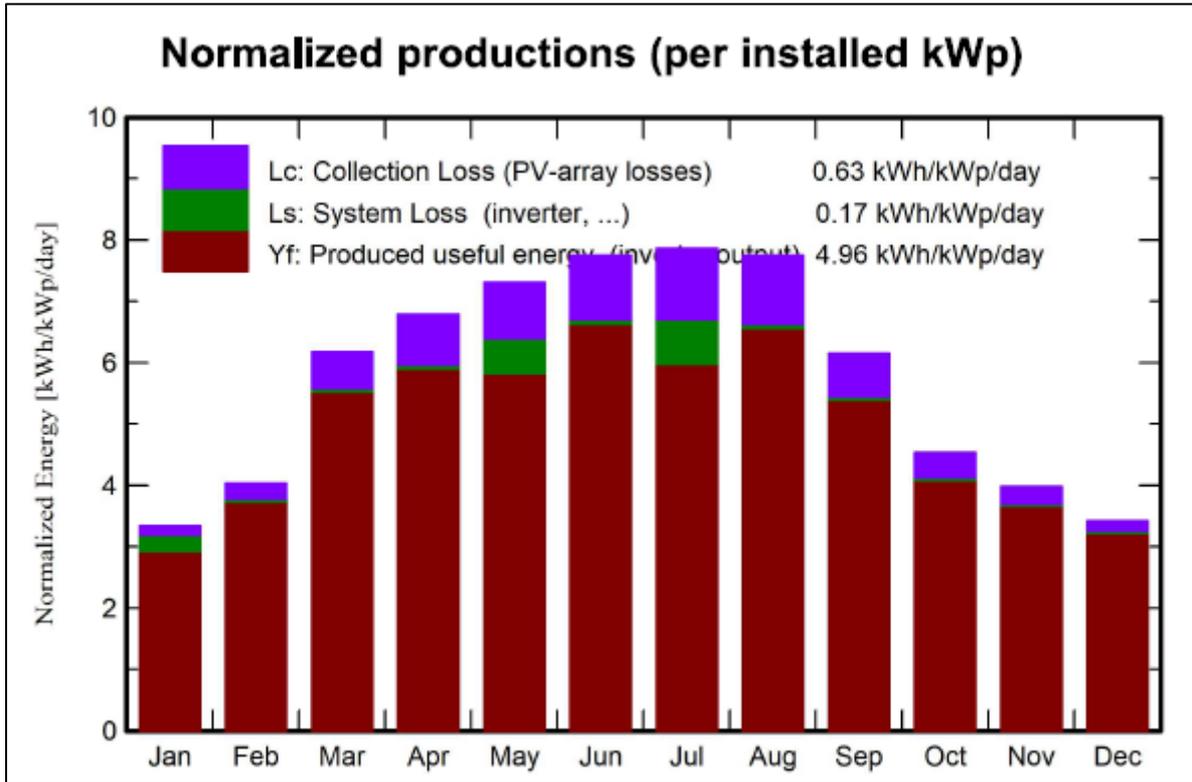


Figura 2 Produzione normalizzata

Il Software definisce, inoltre, l'indice di rendimento dell'impianto fotovoltaico che viene calcolato come rapporto tra annua e la potenza di picco installata.

Si riporta in Figura 6, quindi, il grafico del rendimento specifico mensile:

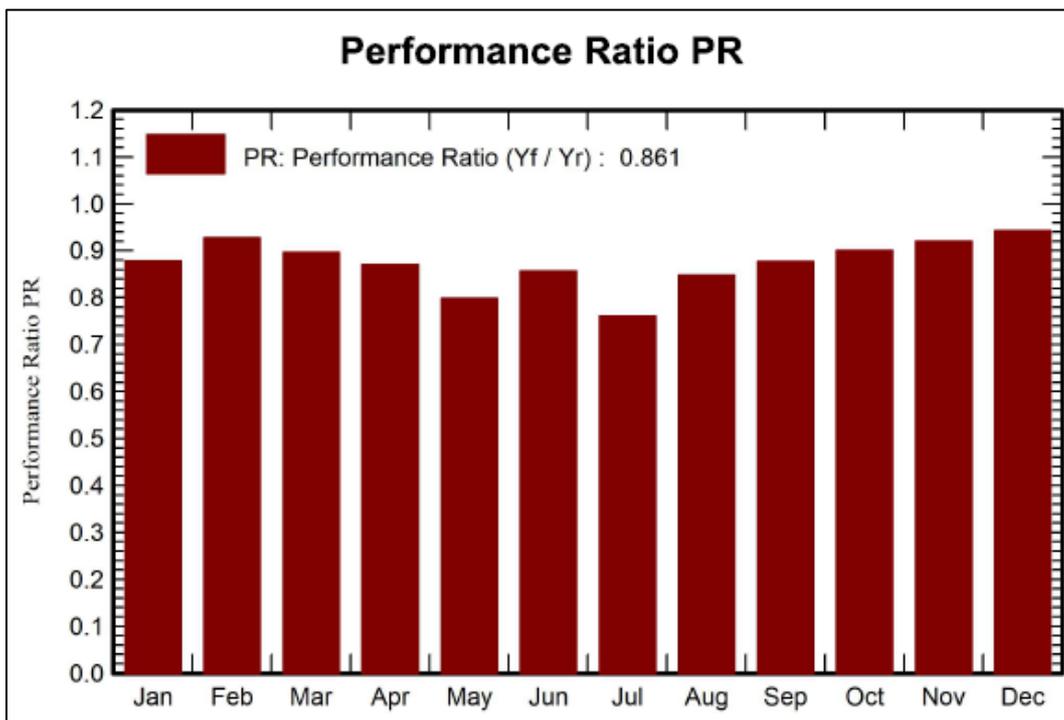


Figura 3 Indice di rendimento mensile



3.5 Perdite del sistema

Nel presente paragrafo si analizzano le perdite del sistema, illustrando i criteri di calcolo di ciascuna componente.

3.5.1 Perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate, soprattutto di quelle invernali. Tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a -3.61% per le ombre vicine.

3.5.2 Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

dove: I = irraggiamento in W/m² η_n , l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m² Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito, e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,18%

3.5.3 Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regime di temperatura di funzionamento: all'aumentare della temperatura le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza. Sulla base dei dati climatici aggiornati del e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), si ottiene un valore di calcolo pari a -3.66%.

3.5.4 Perdite per qualità del modulo fotovoltaico

La perdita per qualità del modulo tiene in considerazione la tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico; in particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali. La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura. Secondo il criterio di pesatura siffatto, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è risultato essere pari a +0,75% che si traduce dunque in un guadagno prestazionale.



3.5.5 Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico

Le perdite del generatore fotovoltaico dovute al “mismatch” sono perdite relative alla naturale disomogeneità delle prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ciascuna stringa fotovoltaica; il mismatch viene dunque a crearsi tra una stringa e l'altra.

La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale degli inverter, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, sono tutti elementi che concorrono a far sì che le prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra - tra loro differenti - risultino minimizzati. Il valore di perdita ottenuto dal calcolo effettuato è di un valore pari a -2,05%.

3.5.6 Degradamento delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi mantenendo un degrado costante negli anni seguenti. La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio - pari al 98% - ed un decadimento annuo successivo massimo del 0,2% per il primo anno e 0,55% per i 25 anni successivi (decadimento lineare).

Nel software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a -0,5%.

3.5.7 Perdite ohmiche di cablaggio

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici oltreché al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie inoltre all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è risultato esser pari a -1,06%.

3.5.8 Perdite inverter in funzione

Le perdite dell'inverter sono dovute alla curva di efficienza degli stessi la quale dipende a sua volta dalla potenza in uscita e quindi - in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico - dal progetto della macchina. La stima è funzione del tipo di convertitore utilizzato, della marca e dello schema di trasformazione. Secondo i calcoli effettuati sulle perdite di rete - con il software PVSyst - imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter di progetto, le perdite calcolate sono risultate esser pari a -1,13%.

3.5.9 Diagramma riepilogativo delle perdite

Il Software infine presenta - nel report finale - un diagramma dettagliato delle perdite; tale diagramma risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione in quanto funzionale all'estrapolazione delle informazioni su quali fattori siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia. Il diagramma finale prodotto per il progetto in esame viene riportato di seguito:

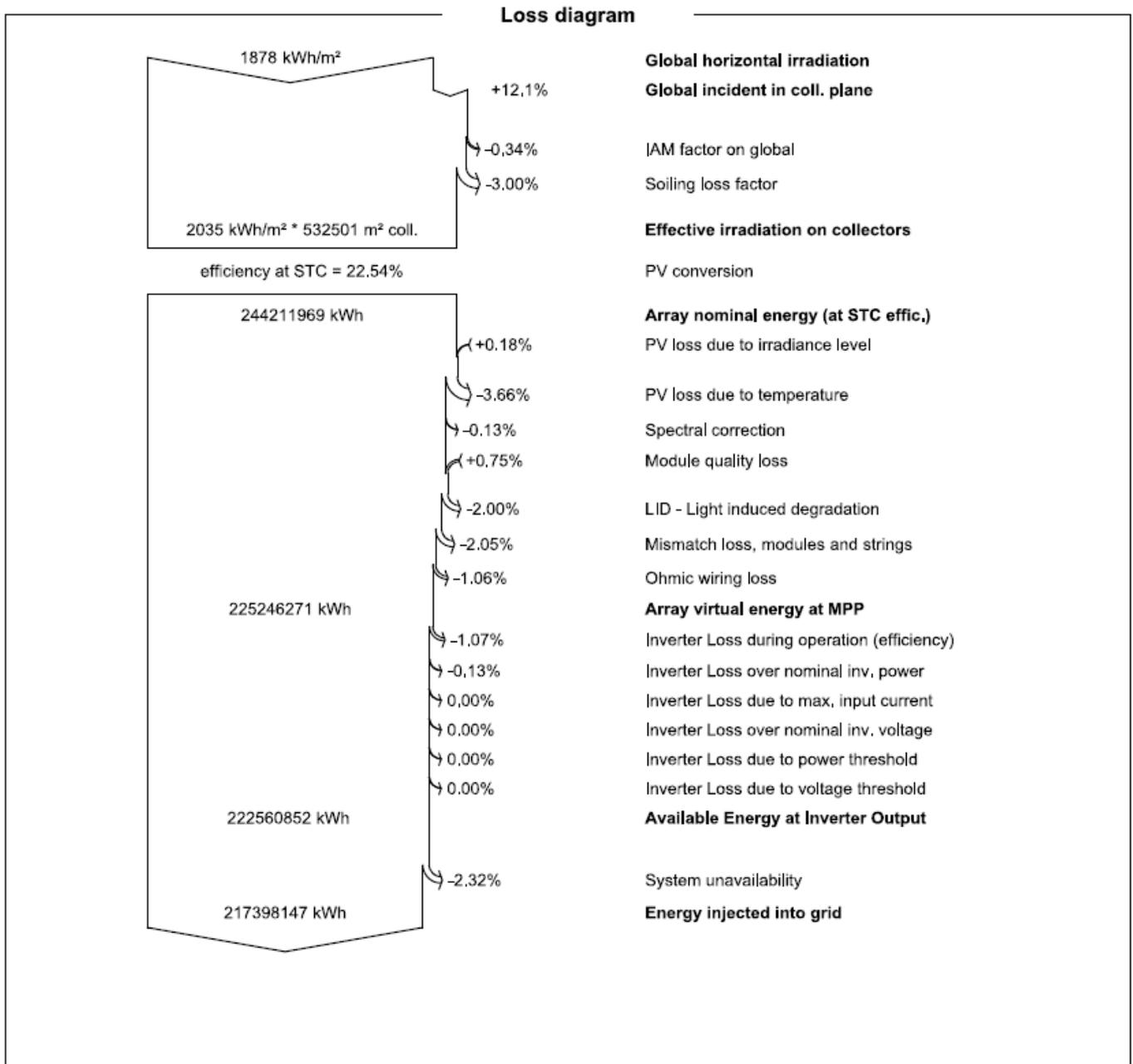


Figura 4 Diagramma delle perdite

3.6 Conclusione

Da quanto sin qui riportato e come è possibile evincersi dai tabulati di calcolo allegati, che l'impianto fotovoltaico "Mirabella Imbaccari" oggetto della presente sarà in grado di produrre ed immettere energia elettrica pari a 439,23 GWh/anno ed un rapporto di prestazione pari ad 81,92%, così come è possibile evincersi dalla Figura 8 di seguito riportata



Main results

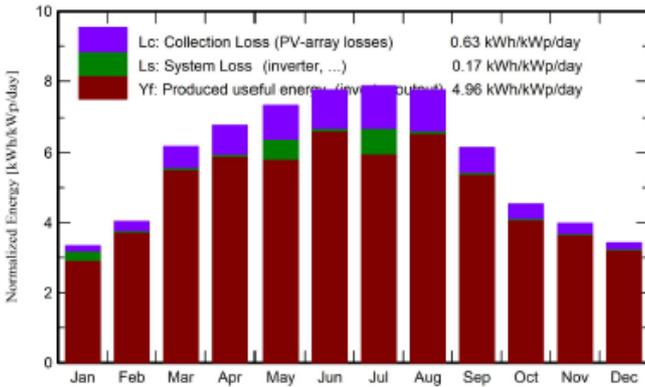
System Production

Produced Energy 217398147 kWh/year

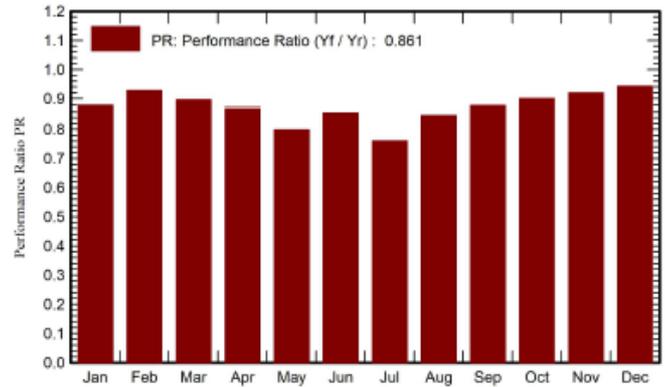
Specific production
Perf. Ratio PR

1811 kWh/kWp/year
86.06 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	74,3	34,79	5,15	103,5	100,2	11884396	10913520	0,878
February	88,3	37,55	5,21	112,8	109,2	12706946	12565609	0,928
March	160,5	51,59	10,61	191,4	185,2	20791179	20573853	0,896
April	188,7	64,36	15,66	203,6	196,7	21488817	21258083	0,870
May	223,7	71,94	16,72	226,4	218,7	23825451	21693632	0,798
June	236,9	67,98	21,49	232,5	224,6	24157322	23898919	0,857
July	244,8	60,03	25,42	243,7	235,4	24946033	22238785	0,760
August	226,9	56,54	24,91	240,0	231,9	24687649	24430382	0,848
September	162,0	59,64	20,30	184,6	178,5	19623127	19413821	0,876
October	113,3	48,12	15,99	140,7	136,1	15378181	15209875	0,901
November	86,4	34,55	12,89	119,4	115,6	13333389	13188059	0,920
December	72,5	32,54	8,74	106,2	102,7	12145229	12013611	0,943
Year	1878,3	619,62	15,32	2104,8	2034,6	224967717	217398147	0,861

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 5 Riepilogo dati di producibilità



Figura

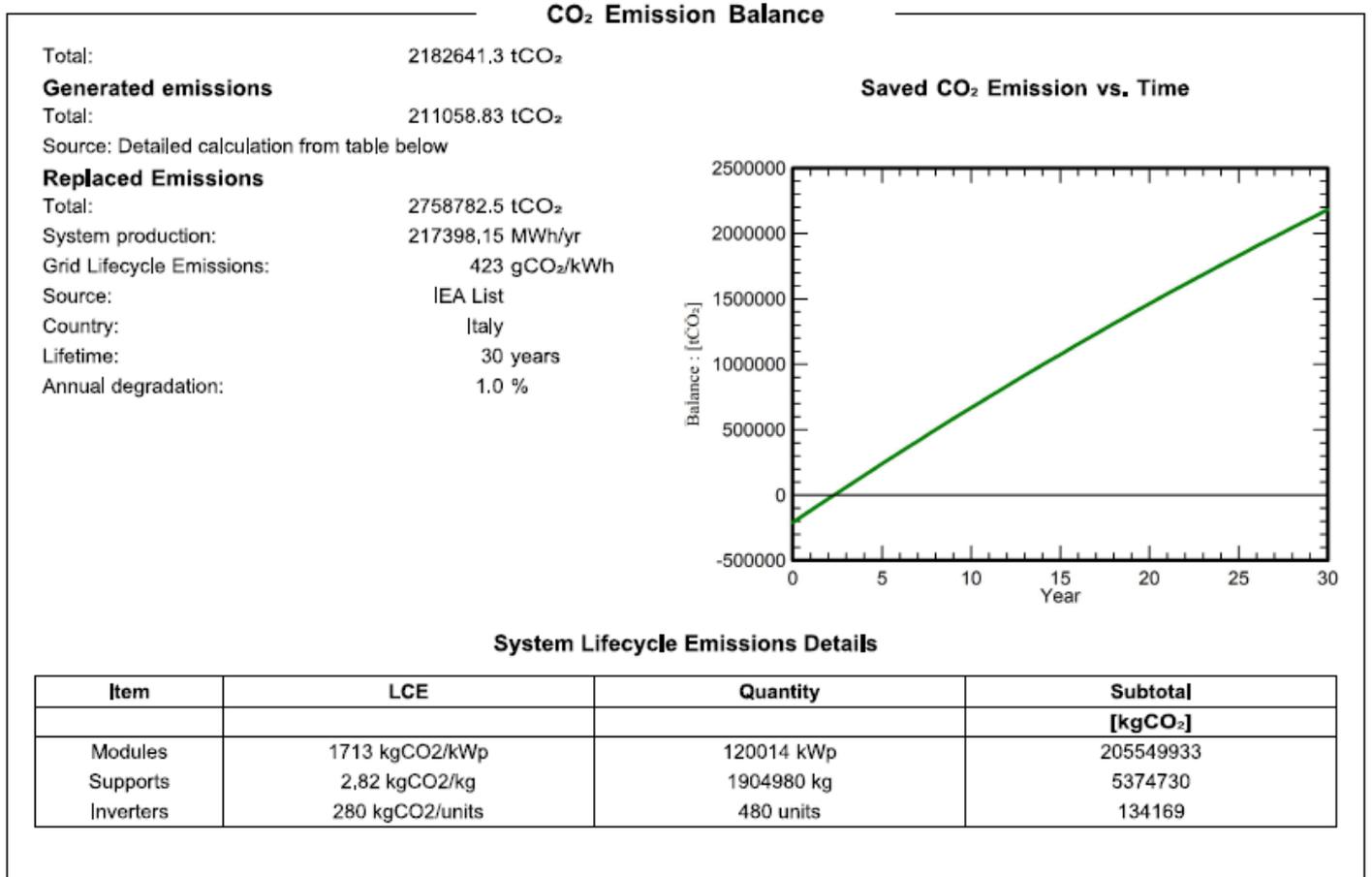


Figura 6 Bilancio emissioni CO₂

Tale produzione di energia da fonte rinnovabile contribuisce, quindi, ad evitare l'immissione di circa 2.758.782.5 ton di CO₂ per l'intero ciclo vita dell'impianto, stimato in circa 30 anni e quindi con una media annuale di 91.959.40 tCO₂/anno, così come è possibile evincere dalla Figura 9

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Mirabella Imbaccari

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 120.0 MWp

Mirabella Imbaccari - Italy

Autore

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)



Project: Mirabella Imbaccari
Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
08/05/24 12:32
with V7.4.6

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Project summary

Geographical Site Mirabella Imbaccari Italy	Situation Latitude 37.33 °N Longitude 14.40 °E Altitude 500 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Weather data Mirabella Imbaccari PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 20 / 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 190498 units		Nb. of units 480 units
Pnom total 120.0 MWp		Pnom total 96.00 MWac
		Pnom ratio 1.250

Results summary

Produced Energy 217398147 kWh/year	Specific production 1811 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.06 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
P50 - P90 evaluation	8
Single-line diagram	9
Cost of the system	10
CO ₂ Emission Balance	11



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
 08/05/24 12:32
 with V7.4.6

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	Models used
Orientation		No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane			Diffuse Imported
Tilt/Azimuth	20 / 0 °		Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	JKM630N-78HL4-BDV	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	630 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	190498 units	Number of inverters	480 units
Nominal (STC)	120.0 MWp	Total power	96000 kWac
Modules	8659 string x 22 In series	Operating voltage	550-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	215 kWac
Pmpp	111.3 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	937 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	118818 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	120014 kWp	Total power	96000 kWac
Total	190498 modules	Max. power	103200 kWac
Module area	532501 m ²	Number of inverters	480 units
		Pnom ratio	1.25

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.13 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.969	0.929	0.741	0.000



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
08/05/24 12:32
with V7.4.6

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Array losses

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
 7.3 days,
 3 periods



Main results

System Production

Produced Energy 217398147 kWh/year

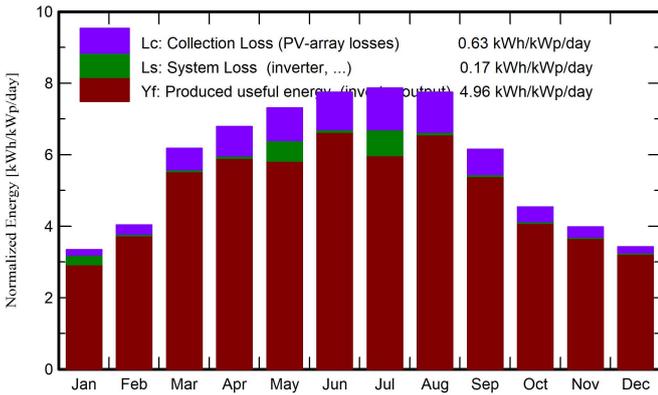
Specific production

1811 kWh/kWp/year

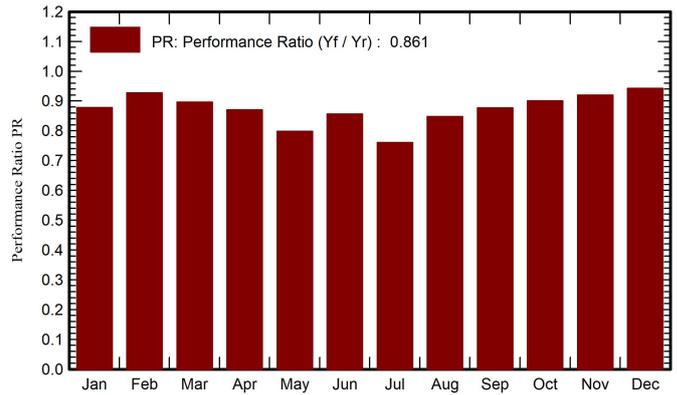
Perf. Ratio PR

86.06 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	74.3	34.79	5.15	103.5	100.2	11884396	10913520	0.878
February	88.3	37.55	5.21	112.8	109.2	12706946	12565609	0.928
March	160.5	51.59	10.61	191.4	185.2	20791179	20573853	0.896
April	188.7	64.36	15.66	203.6	196.7	21488817	21258083	0.870
May	223.7	71.94	16.72	226.4	218.7	23825451	21693632	0.798
June	236.9	67.98	21.49	232.5	224.6	24157322	23898919	0.857
July	244.8	60.03	25.42	243.7	235.4	24946033	22238785	0.760
August	226.9	56.54	24.91	240.0	231.9	24687649	24430382	0.848
September	162.0	59.64	20.30	184.6	178.5	19623127	19413821	0.876
October	113.3	48.12	15.99	140.7	136.1	15378181	15209875	0.901
November	86.4	34.55	12.89	119.4	115.6	13333389	13188059	0.920
December	72.5	32.54	8.74	106.2	102.7	12145229	12013611	0.943
Year	1878.3	619.62	15.32	2104.8	2034.6	224967717	217398147	0.861

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

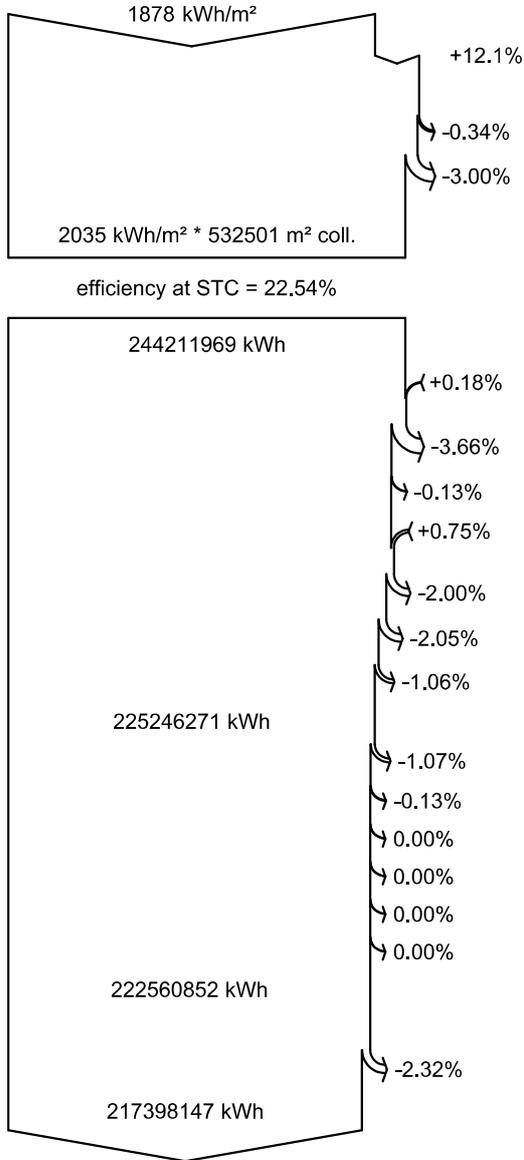


PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
 08/05/24 12:32
 with V7.4.6

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

Loss diagram

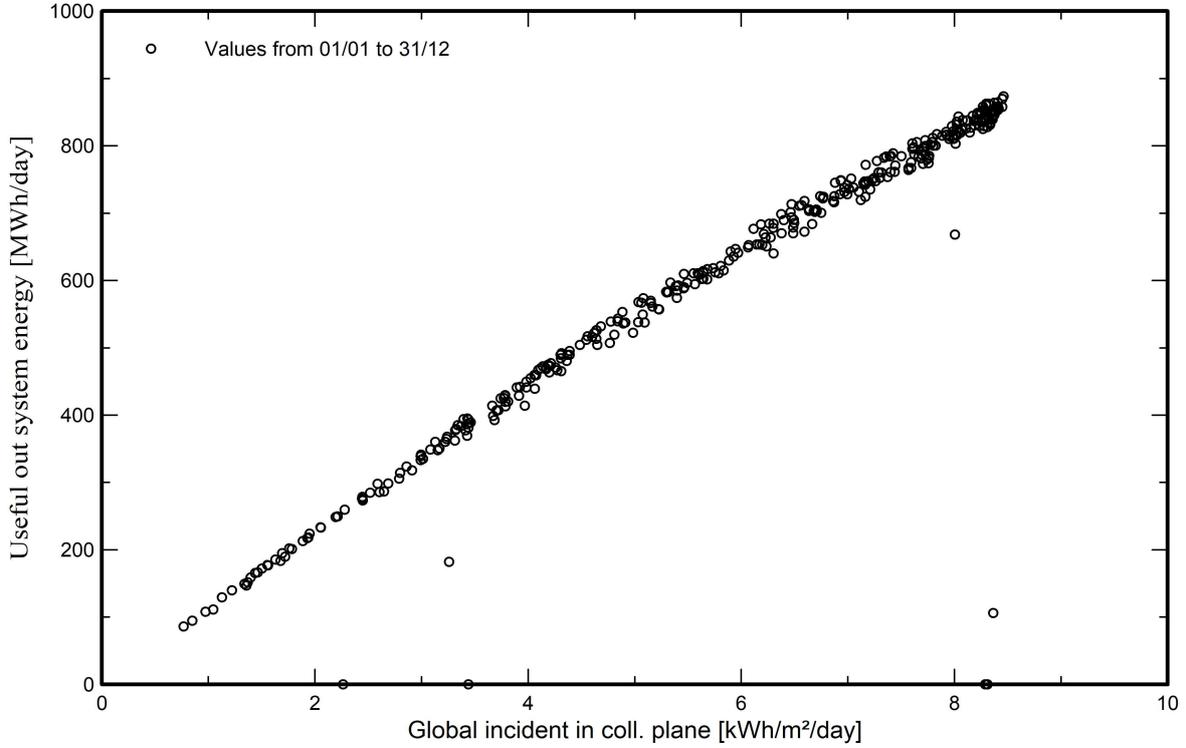


- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Soiling loss factor
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Spectral correction
- Module quality loss
- LID - Light induced degradation
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Available Energy at Inverter Output**
- System unavailability
- Energy injected into grid**

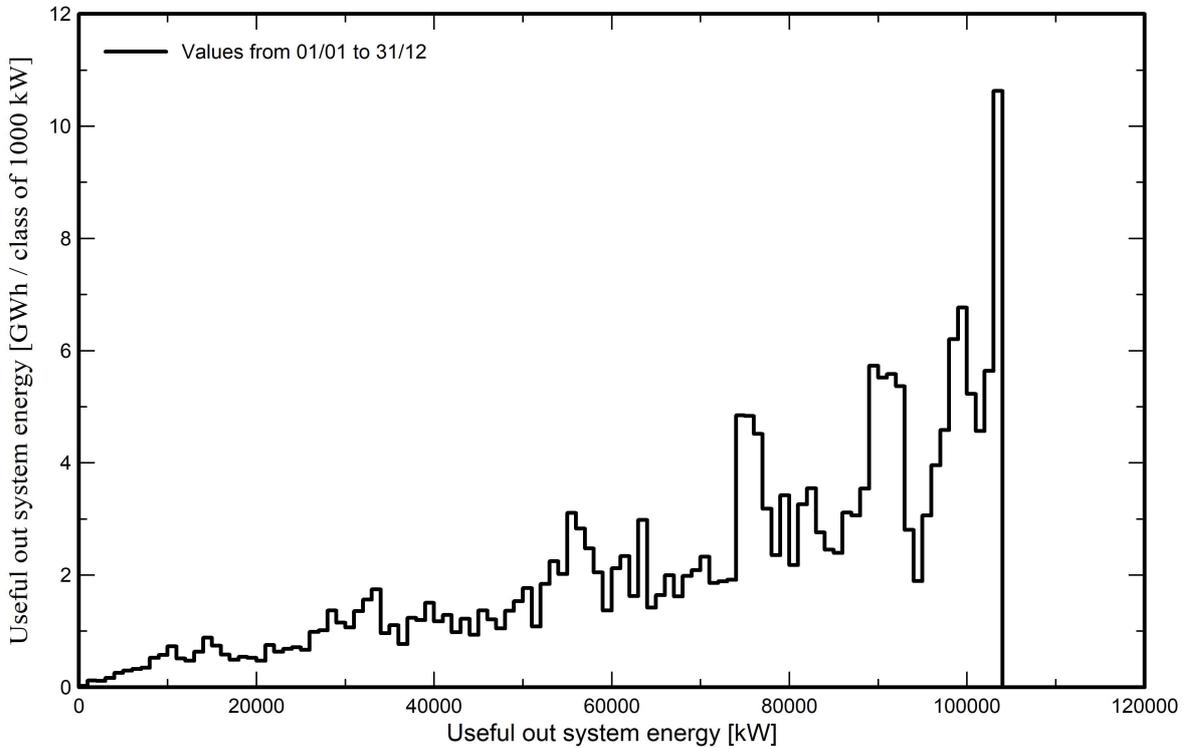


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
08/05/24 12:32
with V7.4.6

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

P50 - P90 evaluation

Weather data

Source PVGIS api TMY
Kind TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance) 2.5 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum) 3.1 %

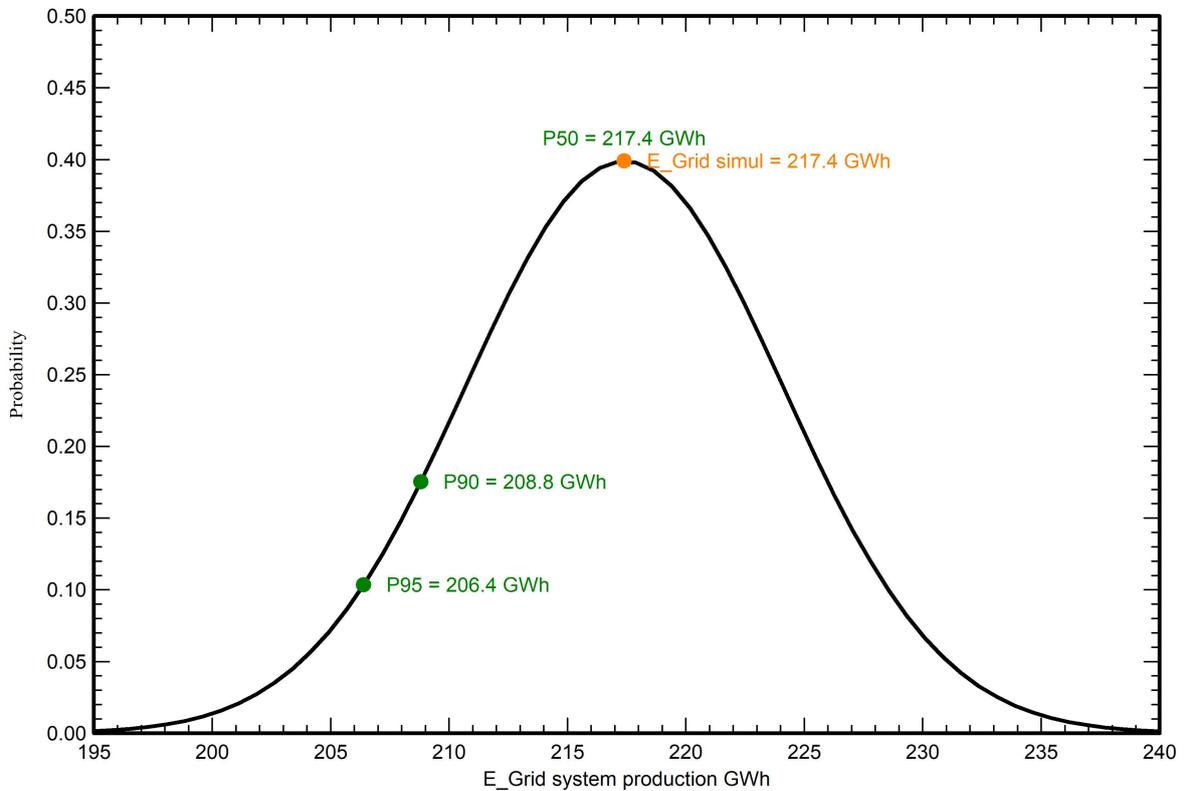
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %
Inverter efficiency uncertainty 0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %
Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

Variability 6.7 GWh
P50 217.4 GWh
P90 208.8 GWh
P95 206.4 GWh

Probability distribution

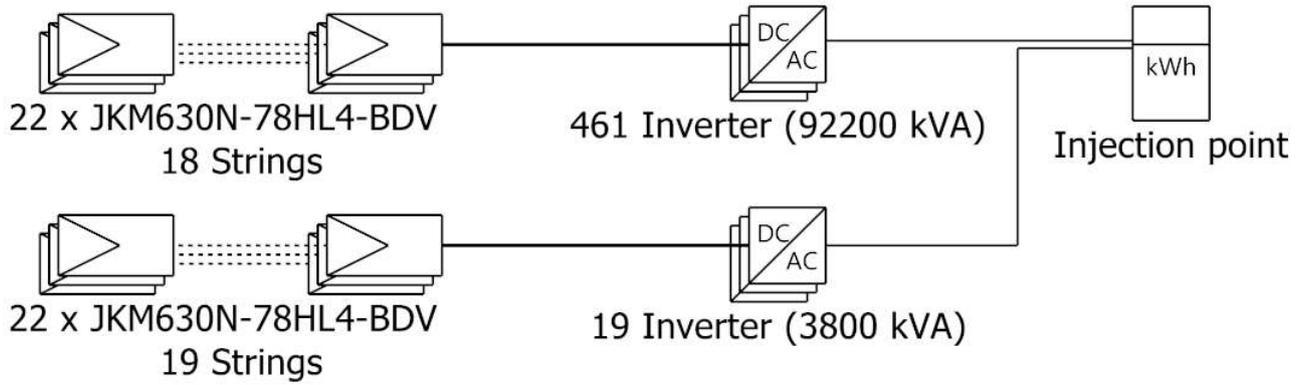




PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
08/05/24 12:32
with V7.4.6

Single-line diagram



PV module	JKM630N-78HL4-BDV
Inverter	SUN2000-215KTL-H0
String	22 x JKM630N-78HL4-BDV

Mirabella Imbaccari

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

VC0 : Nuova variante di simulazione

08/05/24



Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
		Total	0.00
		Depreciable asset	0.00

Operating costs

Item	Total EUR/year
Total (OPEX)	0.00

System summary

Total installation cost	0.00 EUR
Operating costs	0.00 EUR/year
Produced Energy	217398 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0000 EUR/kWh



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
 08/05/24 12:32
 with V7.4.6

Servizi Tecnici Avanzati (Italy)

CO₂ Emission Balance

Total: 2182641.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 211058.83 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 2758782.5 tCO₂

System production: 217398.15 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh

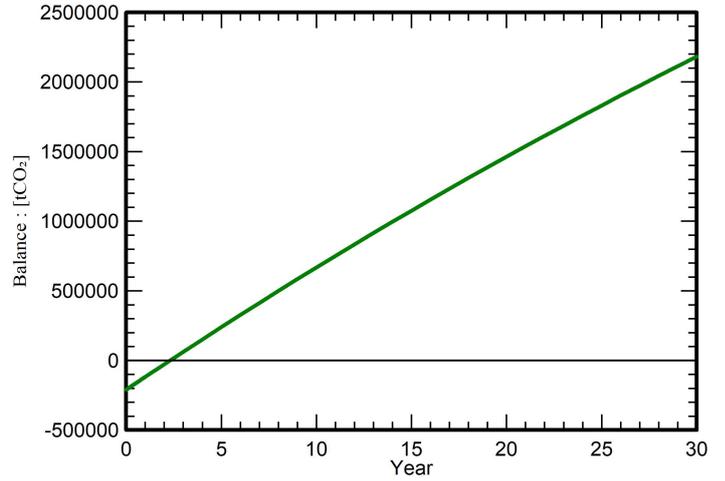
Source: IEA List

Country: Italy

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	120014 kWp	205549933
Supports	2.82 kgCO ₂ /kg	1904980 kg	5374730
Inverters	280 kgCO ₂ /units	480 units	134169