

Regione Siciliana



Comune di Ramacca
Città Metropolitana di Catania

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DI TIPO ELETTROCHIMICO DA COLLEGARE ALLA RTN CON POTENZA NOMINALE DC 35.635,60 kWp (FV) + DC 26.040 kW (BESS) E POTENZA NOMINALE AC 56.440 kW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) - C/DA MARGHERITO SOPRANO



Elaborato:	CALCOLO PRODUCIBILITÀ IMPIANTO		
Relazione:	Redatto:	Approvato:	Rilasciato:
REL_06		AP ENGINEERING	AP ENGINEERING
		Foglio A4	Prima Emissione
Progetto: IMPIANTO MARGHERITO	Data: 26/04/2023	Committente: SORGENIA RENEWABLES S.R.L. Via Alessandro Algardi, 4 - 20148 Milano (MI)	
Cantiere: IMPIANTO MARGHERITO C/DA MARGHERITO SOPRANO		Progettista: 	



INDICE

1. PREMESSE	2
2. DEFINIZIONI	5
3. DATI DI PROGETTO	8
3.1. Sito di installazione.....	8
3.2. Radiazione solare media.....	12
3.3. Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico.....	13
3.4. Caratteristiche dei gruppi di conversione CC/CA e Trasformatori elevatori.....	14
3.5. Dimensionamento elettrico del sistema	18
3.6 Dimensionamento meccanico del sistema.....	19
4. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI E DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA	21

1. PREMESSE

La Società Sorgenia Renewables S.R.L. ("SR" o "la Società") intende realizzare nel Comune di Ramacca (CT), in C/da Margherito Soprano, un impianto per la produzione di energia elettrica con tecnologia fotovoltaica integrato da un sistema di accumulo Battery Energy Storage System (BESS) combinato con l'attività di coltivazione agricola.

Il suddetto impianto si inserisce nella tipologia dei cosiddetti impianti "agrivoltaici", ovvero aree che consentono di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. L'impianto è progettato in modo da adottare una configurazione spaziale con opportune scelte tecnologiche tali da unificare l'attività agricola e la produzione elettrica, valorizzando il *potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi*. L'impianto agrivoltaico, diviso in due macro blocchi (*Blocco A* e *Blocco B*), avrà una potenza DC complessiva installata di 35.635,60 kWp che andrà a sommarsi al sistema di accumulo (BESS) con potenza DC complessiva di 26.040,00 kW. L'energia prodotta sarà in parte immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) o in alternativa può essere utilizzata per la ricarica del BESS ed essere immessa nelle ore notturne o quando la rete lo richiede.

Le opere progettuali dell'impianto *agrivoltaico* si possono così sintetizzare:

1. *Opere agricole*: impianto di carciofeto tra i moduli, in rotazione con ortive da pieno campo; impianto di eucalipto; impianto di pistacchieto; impianto di oliveto specializzato per la produzione di olio extra vergine di oliva; impianto di agrumeto specializzato per la produzione di arance; messa a dimora di colture di graminacee e leguminose da foraggio; installazione di arnie per la produzione di miele per favorire il pascolo apistico;
2. *Installazione pannelli con sistema mobile (tracker monoassiale)*, della potenza complessiva installata di 35.635,60 kWp diviso in due macroblocchi: *Blocco A* e *Blocco B* ubicati nel Comune di Ramacca (CT);
3. *Sistema di accumulo Battery Energy Storage System (BESS)*, della potenza complessiva installata di 26.040 kWp di picco, avente una capacità di accumulo di 52.080 kW/h, ubicato nel *Blocco B*;
4. *Dorsale di collegamento interrata in media tensione (30 kV)*, per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dal *Blocco A* fino al Quadro Elettrico Generale, ubicato nel *Blocco B*. Il percorso della linea interrata si svilupperà su strada privata, sempre nella disponibilità della società, per una lunghezza di circa 1,2 km;
5. *Nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 30/36 kV*, di proprietà della Società da realizzarsi all'interno del *Blocco B*;
6. *Dorsale di collegamento interrata in alta tensione (36 kV)*, per il vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dall'intero impianto (*Blocco A + Blocco B*) alla sezione 36 kV della "SE RADDUSA 380". Il percorso della nuova linea interrata si svilupperà interamente su strada provinciale per una lunghezza di circa 13,17 km;
7. *Nuovo Stallo arrivo produttore a 36 kV facente parte della SE Terna* e di proprietà di quest'ultima.

Le opere di cui al precedente punto 1, 2, 3, 4 e 5 costituiscono il Progetto Definitivo del Campo agrivoltaico ed il presente documento si configura come la Relazione Descrittiva del medesimo progetto. Le opere di cui al precedente punto 6 e 7 costituiscono il Progetto Definitivo dell'Impianto di Utente per la connessione. La superficie opzionata dalla società ai fini della costruzione del campo agrivoltaico ha un'estensione di circa 94 Ha, di cui circa 77 Ha ricadono nel *Blocco A* e circa 17 Ha ricadono nel *Blocco B*. Si ritiene utile evidenziare che oltre alle aree di cui sopra, l'impresa agricola che si prenderà cura della coltivazione e conduzione dei terreni oggetto del campo agrivoltaico, avrà possibilità, se voluta, di estendere le coltivazioni sui terreni contigui al campo stesso, per ulteriore superficie agricola pari a circa 39,60 Ha, messi a disposizione dalla proprietà successivamente alla stipula di nuovi accordi.

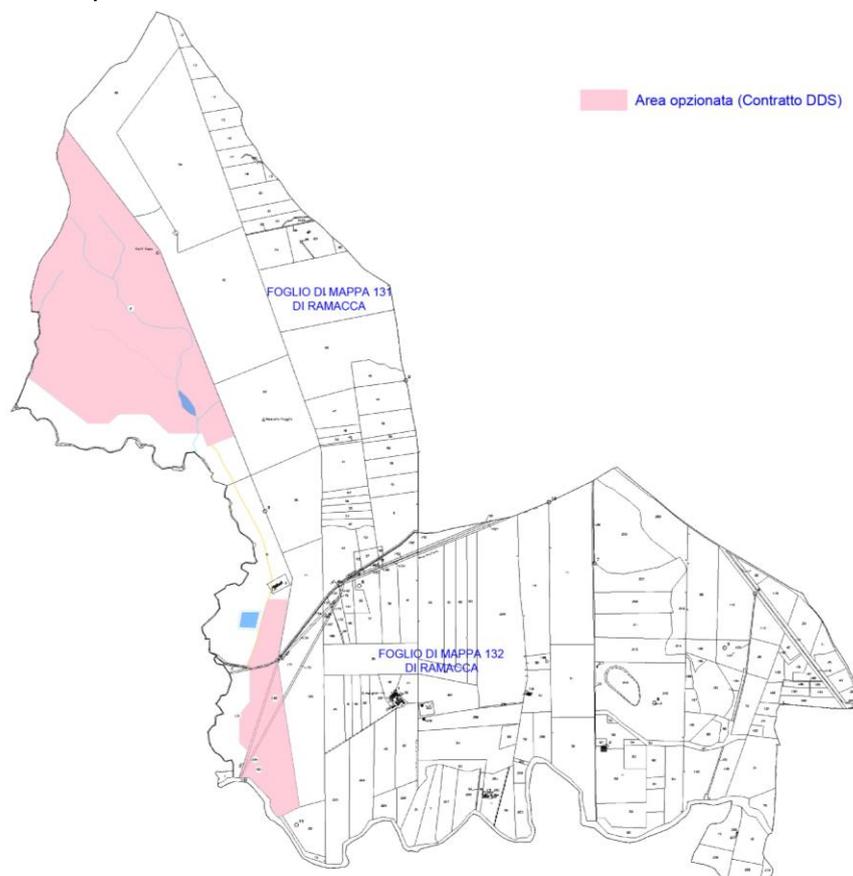


Figura 1 – Stralcio planimetrico aree impianto

Il *Blocco B*, come risulta visibile dallo stralcio di cui sopra, è suddiviso in ulteriori due *sotto-blocchi*, attraversati dalla S.P.103, che per convenienza chiameremo *Blocco B1* (circa 3,5 Ha) e *Blocco B2* (circa 13,5 Ha). Dal punto di vista agricolo, i terreni sono attualmente utilizzati come seminativi. La Società, nell'ottica di riqualificare le aree da un punto di vista agronomico e di produttività dei suoli, ha scelto di adottare la soluzione impiantistica con *tracker monoassiale*, in quanto permette di mantenere una distanza significativa tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (area libera minima 5 m), consentendo la coltivazione tra le strutture di colture ortive e da erbaio, con l'impiego di mezzi meccanici agricoli tradizionali.

Con la soluzione proposta, si tenga presente che:

- su circa **94 ha** (*superficie opzionata*), quella effettivamente occupata dai moduli è pari a 17,32 ha (*circa il 18,09% della superficie totale*), il rapporto è dato dal prodotto dell'area del singolo tracker ($69,64 \text{ m}^2$) determinata come la proiezione al suolo dei moduli FV – tilt pari a 0° per il numero di tracker che compongono l'impianto (2.492);
- la superficie occupata da altre opere di progetto (strade interne all'impianto, cabine di trasformazione e sala controllo) è di circa **3,75 ha**;
- invasi e corsi d'acqua **1,9 ha**;
- la superficie occupata dal sistema di accumulo (BESS) è di circa **5.300 m²**;
- l'impianto sarà circondato da una fascia di vegetazione (produttiva) avente una larghezza minima di 10 mt;
 - fascia arborea perimetrale destinata alla produzione di olive da olio (Blocco A) circa **5 ha**;
 - fascia arborea perimetrale destinata alla produzione di arance (Blocco B) circa **4,1 ha**;
- coltivazione tra i moduli del carciofo, in rotazione con ortive da pieno campo (Blocco B) circa **8,2 ha**;
- coltivazione di graminacee e leguminose da foraggio (Blocco A) circa **31,3 ha**;
- rimboschimento di eucalipto (Blocco A) circa **15,4 ha**;
- impianto di pistacchieto (Blocco A) circa **6,5 ha**.

L'area di impianto è stata opzionata dalla Società, che ha stipulato un contratto preliminare di cessione del diritto di superficie con l'attuale proprietaria dei fondi oggetto dell'iniziativa.

Il Cavidotto in cavo interrato a 30 kV di collegamento tra il *Blocco A* e il *Blocco B*, sarà posato lungo la stradella privata attualmente utilizzata dalla proprietà del fondo per la normale conduzione dei terreni, mentre il cavidotto interrato a 36 kV di collegamento tra il Quadro Generale di Alta Tensione del campo agrivoltaico e la Sezione a 36 kV della *Stazione Elettrica (SE RADDUSA 380)*, sarà posato lungo le seguenti strade provinciali:

- SP 103 (Provincia di Catania);
- SP 182 (Provincia di Catania);
- SP 73 (Provincia di Enna).

per poi finire la sua corsa nella SE Terna denominata RADDUSA 380, ubicata sempre nel Comune di Ramacca (CT), (Foglio di mappa 76, part. 48-47-90-46-153-149-148-104-152-122-84-49-91).

2. DEFINIZIONI

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini correntemente utilizzati per gli impianti fotovoltaici ed, in particolare, la terminologia utilizzata nelle procedure di calcolo delle prestazioni degli stessi:

- Angolo di inclinazione (o di tilt): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836);
- Angolo di orientazione (o di azimut): L' angolo di orientazione α del piano del modulo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all' orientazione verso Sud (per i siti nell' emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell' emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194);
- Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico: Insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (CEI EN 61277);
- Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC): Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC - Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo la Norma CEI EN 60904-4 (par. A.1.2), nonchè la Norma CEI EN 61215 par. 10.6.1 e la Norma CEI EN 61646 par. 10.6.1, consistono in:
 - Temperatura di giunzione di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
 - Irraggiamento sul piano del dispositivo: $1\ 000\text{ W/m}^2$.
 - Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la Norma CEI EN 60904-3.
- Corrente di corto circuito in condizioni di prova normalizzate (I_{sc} , STC): Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate;
- Corrente massima in condizioni di prova normalizzate (I_m , STC): Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate;
- Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico: Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell' irraggiamento solare standard (1000 W/m^2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice;
- Energia elettrica immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore;
- Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;
- Impianto (o Sistema) fotovoltaico a sistema fisso: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno a sistema fisso;

- Indice di Rendimento PR (o efficienza operativa media) dell' impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell' impianto fotovoltaico (energia prodotta dall' impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell' impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l' impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard 1000 W/m²);
- Inseguitore della massima potenza (MPPT): Dispositivo di comando dell' inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;
- Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all' integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3), espresso in W/m²;
- Modulo fotovoltaico: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall' ambiente circostante (CEI EN 60904-3)
- Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch): Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836);
- Potenza immessa in rete da un impianto fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in kW) misurata al punto di connessione con la rete del distributore;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Punto di connessione: Il punto sulla rete del TSO al quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è connesso l' Impianto dell' Utente;
- Punto di misura: Il punto in cui è misurata l' energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete;
- Radiazione solare: Integrale dell' irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3);
- Schiera fotovoltaica: Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto;
- STC: Standard Test Condition - vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;
- Stringa fotovoltaica: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Tensione alla massima potenza di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate (V_{m,STC}): Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate (V_{OC,STC}): Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC);
- Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico: La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico e la tensione

massima di sistema indicata dal costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646): questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

3. DATI DI PROGETTO

3.1. Sito di installazione

L'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto agrivoltaico è ubicata interamente nel Comune di Ramacca (*Città metropolitana di Catania*), in Contrada Margherito Soprano, a circa 9 km ad ovest dal centro abitato di Ramacca. L'impianto, come già descritto in premessa, si svilupperà su un'area estesa di circa **94 ha** (*superficie opzionata*).

Morfologicamente le superfici delle aree di impianto risultano essere come di seguito specificate:

- Il *Blocco A* ha una quota media di progetto di 215 mt s.l.m. ed è caratterizzata da una superficie con immersione circa verso SSE. I valori di pendenza medi del sono compresi tra il 0% e 10%.
- Il *Blocco B* ha una quota media di progetto di 165 mt s.l.m. ed è caratterizzata da una superficie con immersione circa verso SSE. I valori di pendenza medi del sono compresi tra il 0% e 10%.

Per quanto riguarda l'accessibilità al *Blocco A* nonché al *Blocco B1* si individua la una strada privata ad uso del fondo agricolo che confluisce nella S.P.103. La stessa Strada Provinciale consente anche l'accesso al *Blocco B2* ubicato a sud della stessa strada provinciale e sulla quale è posizionato un passo carraio.

Il baricentro dei due macro-blocchi che costituiscono l'impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	H media (s.l.m.)
Parco Agrivoltaico Blocco A	37° 23' 32.23" N	14° 35' 4.77" E	215 mt
Parco Agrivoltaico Blocco B	37° 22' 38.84" N	14° 35' 32.04" E	165 mt
Area SE Raddusa 380	37° 28' 9.53" N	14° 35' 15.33" E	229 mt

Tabella 1 – Coordinate assolute



Figura 2 – Ubicazione area di impianto dal satellite

Il progetto ricade all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Cartografia I.G.M. scala 1:50.000, fogli n°632 Valguarnera Caropepe e n.639 Caltagirone;
- Cartografia I.G.M. scala 1:25.000, tavolette n°632-II Raddusa e n.639-I Borgo Pietro Lupo;
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, n°632120-632150-632160-639030-639040.

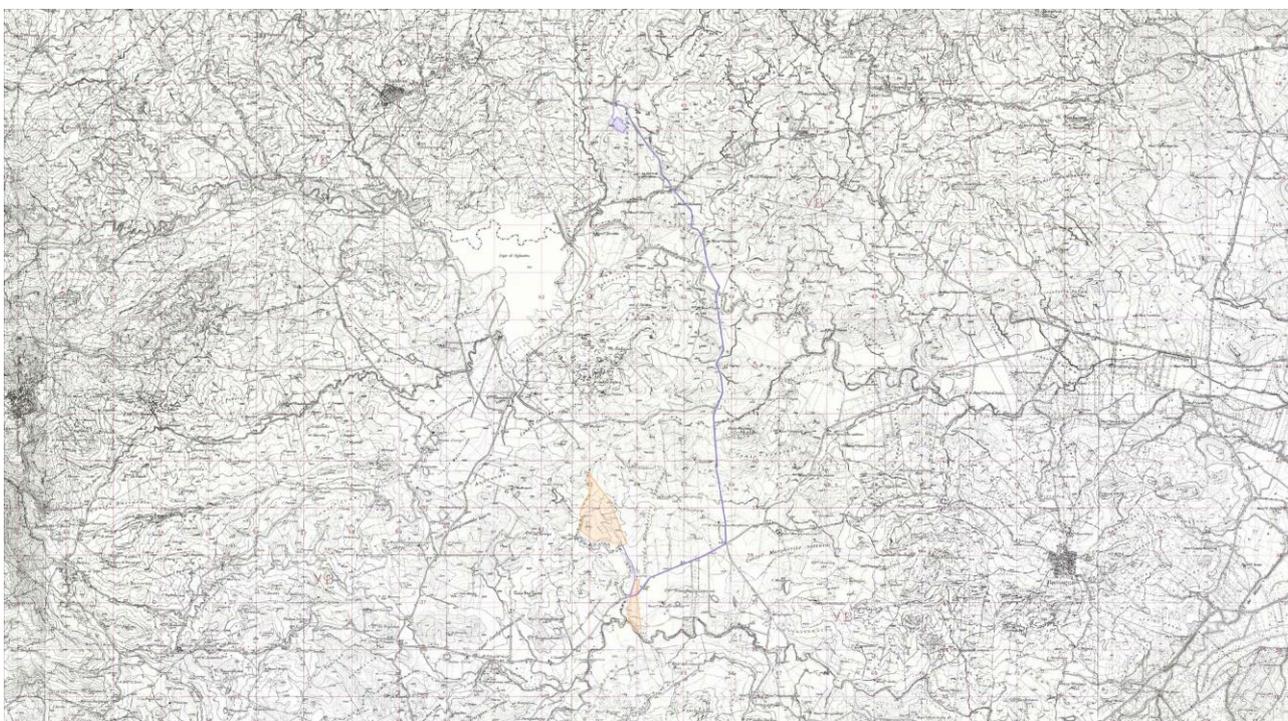


Figura 3 – Inquadramento del sito. IGM Tav. n°632-II Raddusa e n.639-I Borgo Pietro Lupo. Scala 1:25.000 (fuori scala)

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 9 | 21

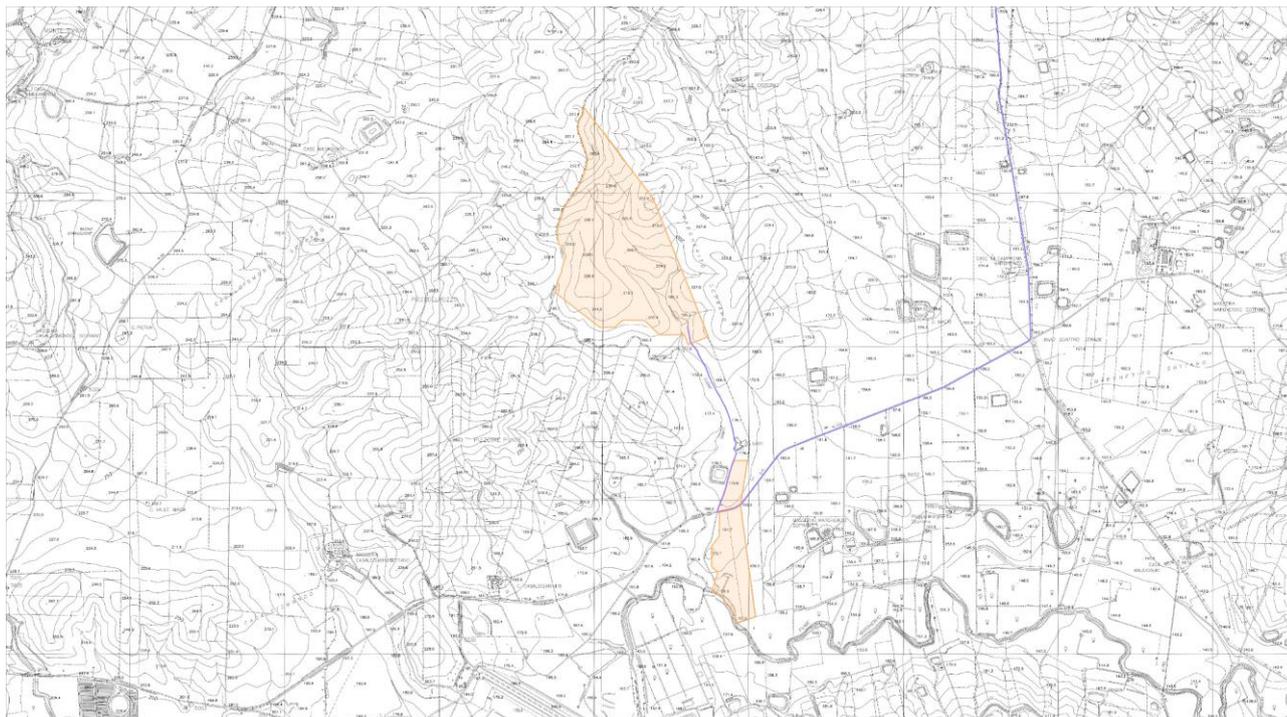


Figura 4– Inquadramento del sito. CTR 1:10.000 n°632120-632150-632160-639030-639040 (fuori scala)



Figura 5 – Inquadramento su ortofoto

La Società Sorgenia Renewables S.R.L. ha stipulato un *contratto preliminare di cessione del diritto di superficie* con l'attuale proprietaria dei fondi oggetto dell'iniziativa. Gli estremi catastali del terreno oggetto del suddetto contratto sono riassunti nella tabella successiva e ricadono interamente nel Comune di Ramacca (CT).

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 10 | 21

Comune	Foglio	Particella	Superficie totale <i>ha are ca</i>	Superficie opzionata <i>ha are ca</i>	Tipo di contratto
Ramacca	131	2	93.35.80	76.88.74	Diritto di superficie
Ramacca	131	8	20.59.37	03.63.90	Diritto di superficie
Ramacca	132	131	08.96.19	03.28.32	Diritto di superficie
Ramacca	132	161	00.55.38	00.55.38	Diritto di superficie
Ramacca	132	162	00.01.93	00.01.93	Diritto di superficie
Ramacca	132	163	07.70.63	07.70.63	Diritto di superficie
Ramacca	132	164	00.31.77	00.31.77	Diritto di superficie
Ramacca	132	165	01.75.20	01.75.20	Diritto di superficie

Tabella 2 – Estremi catastali

Pertanto, la superficie utilizzata per la realizzazione del campo agrivoltaico è pari a Ha 94.15.87.

3.2. Radiazione solare media

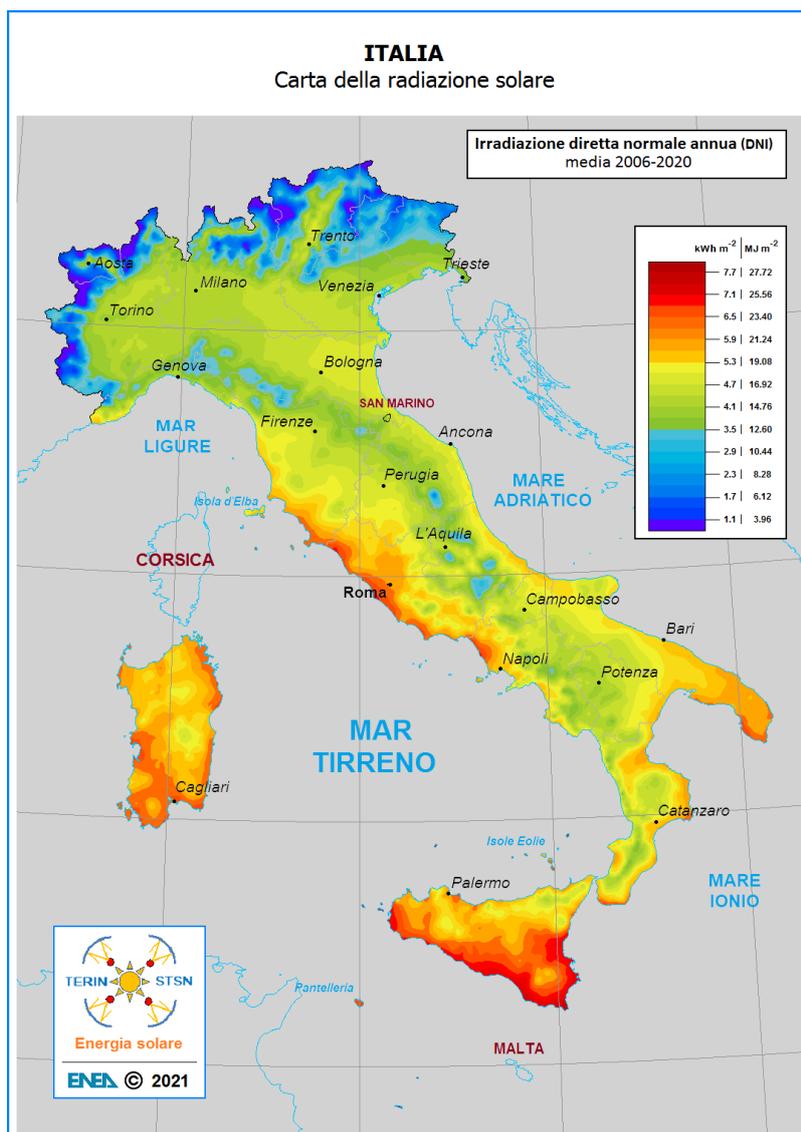


Figura 6 – Mappa della radiazione solare (Italia)

Il sito di installazione appartiene all'area siciliana che dispone di dati climatici storici riportati in molteplici database.

Il database internazionale MeteoNorm (Rif. Meteonorm 7.1 - 1991-2009) rende disponibili i dati meteorologici che si basano su misure a terra registrate su un periodo di circa vent'anni. Inoltre modelli sofisticati di interpolazione all'interno del software consentono calcoli affidabili di radiazione solare, temperatura e parametri aggiuntivi in ogni località del mondo.

Considerato che l'attendibilità dei dati contenuti nel database è riconosciuta internazionalmente, i dati estratti dal software menzionato sono stati usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per la località C/da Margherito Soprano del Comune di Ramacca (CT).

Nella tabella seguente si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Committente:	Progettista:	
SORGENIA RENEWABLES S.R.L.		Pag. 12 21

3.3. Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

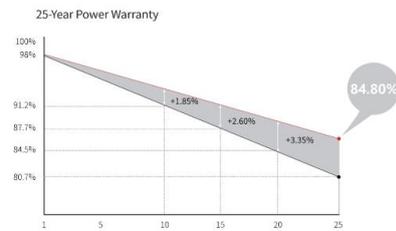
I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>21%) e ad elevata potenza nominale (550 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo. La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva, utilizzando la migliore tecnologia disponibile al momento della costruzione, cercando di favorire la filiera di produzione locale. Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 530~550M

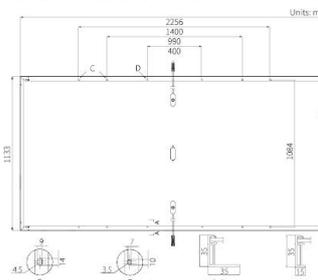
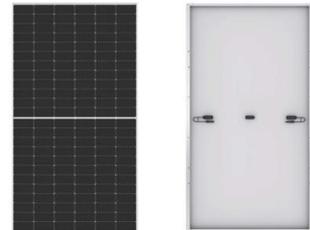
21.5% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256x1133x35mm
Packaging	31 pcs per pallet / 155 pcs per 20' GP / 620 pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for P _{max} : ±3%					
	LR5-72HPH-530M	LR5-72HPH-535M	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M					
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C



No.8369 Shanyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210701V1.3)

Figura 7 – Scheda tecnica moduli Longi 550 W

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 13 | 21

3.4. Caratteristiche dei gruppi di conversione CC/CA e Trasformatori elevatori

I gruppi di inverter hanno la funzione di riportare la potenza generata in corrente continua dai moduli fotovoltaici alla frequenza di rete, mentre il trasformatore BT/MT provvede ad innalzare la tensione al livello della rete interna dell'impianto (30 kV).

I componenti del gruppo di conversione sono selezionati sulla base delle seguenti caratteristiche principali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Funzionamento automatico, e quindi semplicità di uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT;
- Elevato rendimento globale;
- Massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete integrato;
- Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale.

Nel caso specifico, per ogni sottocampo di generazione è previsto un gruppo di conversione CC/CA, per un totale di 152 Inverter da 200 kW, in ogni sottocampo e in ogni cabina di raccolta verrà installata una cabina di controllo e monitoraggio, per un totale di n. 16 cabine (P25).

I gruppi di conversione individuati in questa fase di progettazione, prevedono l'utilizzo di inverter da 200 kW e di trasformatori elevatori con potenze di 1.250 kVA, 1.600 kVA e 3.150 kVA inclusivi di compartimenti MT e BT, gli inverter saranno alloggiati all'interno di apposite cassette installate nella struttura portamoduli (tracker), mentre i trasformatori saranno posizionati all'interno dello loro cabine P57.

Tale soluzione è compatta, versatile ed efficiente, che ben si presta per il luogo di installazione e la configurazione dell'impianto.

Il sistema così configurate costituisce la soluzione ottimale per centrali fotovoltaiche predisposte per la fornitura di potenza reattiva nel periodo notturno, in accordo alle richieste del codice di rete.

Le caratteristiche preliminari dei componenti utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella.

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 14 | 21

TIPO HUAWEY SUN 2000-215KTL	N. Inverter	Potenza Inverter	Potenza AC Sottocampo	Potenza Trasformatore BT/MT
SOTTOCAMPO 1	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 2	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 3	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 4	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 5	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 6	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 7	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 8	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 9	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 10	7	200 kW	1.400 kW	1.600 kVA
SOTTOCAMPO 11	14	200 kW	2.800 kW	3.150 kVA
SOTTOCAMPO 12	5	200 Kw	1.000 Kw	1.250 Kva
TOTALE	152		30.400 kW	34.350 kVA

Tabella 2 – Elenco Inverter

SUN2000-215KTL-H0

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

SOLAR.HUAWEI.COM

Tabella 3 – Datasheet Inverter Huawei

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 16 | 21

Trihal
up to 3150 kVA

Characteristics
36 kV, BIL 1



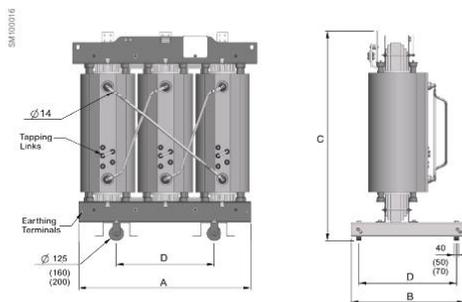
Trihal - Cast Resin Transformer
Up to 3150 kVA - 36kV - C4 E4 F1 5pC** - BIL 1

Main electrical characteristics

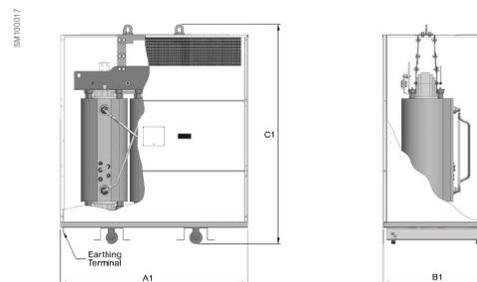
Power kVA	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Primary voltage	30 kV												
Secondary voltage	400 V between phases (at no load)												
HV insulation level	36 kV BIL 1 (145 / 70 kV)												
HV tapping range	+/- 2.5% and/or +/- 5%												
Vector group	Dyn 11, Dyn 5, Dyn 1 (other vector groups upon request)												
No-load losses (w)	414	538	641	776	934	1139	1346	1604	1863	2277	2691	3209	3933
Load losses at 120°C (w)	2860	3740	4264	4950	6193	7810	8800	9900	12100	14300	17600	20900	24200
Impedance voltage (%)	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
Acoustic Level dB(A):													
- power L _{WA}	53	56	58	59	60	61	63	64	66	67	69	70	73
- pressure L _{PA} (1m)	40	43	45	46	47	47	49	50	52	53	54	55	58

Dimensions* and weights

Without enclosure (IP00)



With IP31 metal enclosure



Rated power (kVA)		160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Without enclosure IP00														
Dimensions (mm)	A	1470	1440	1440	1490	1470	1510	1590	1660	1720	1930	1970	2050	2290
	B	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	1270	1270
	C	1710	1710	1730	1870	1890	1930	2080	2100	2270	2180	2370	2450	2530
	D	520	520	670	670	670	670	670	820	820	820	820/1070	820/1070	1070
Total weight (kg)		1450	1450	1500	1720	1820	1980	2410	2800	3320	4110	4650	5510	7220
With IP31 metal enclosure														
Dimensions (mm)	A1	2090	2090	2090	2090	2090	2090	2090	2340	2340	2340	2340	2440	2700
	B1	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1180	1280	1280	1280	1320	1320	1400
	C1	2330	2330	2330	2330	2330	2330	2330	2700	2700	2700	2600	2700	2800
Weight enclosure (kg)		220	220	220	220	220	220	220	270	270	270	270	280	320
Total weight (kg)		1670	1670	1720	1940	2040	2200	2630	3070	3590	4380	4920	5790	7540

* Dimensions and weights without enclosure housing (IP00 & IP31)
Dimensions and weights are for guidance only and are NON CONTRACTUAL. Only the definitive drawings following from the order will commit us contractually.
For other voltages, impedance voltages and dual-voltages, weights and dimensions are different (consult us).
** Refer Page 4 Overview for more detail

Tabella 4 – Datasheet trasformatori BT/MT

3.5. Dimensionamento elettrico del sistema

L'impianto di Utenza comprende tutta la restante parte di impianto a valle della Sottostazione di Trasformazione Utente.

L'impianto ha una **potenza di DC di 35.635,60 kWp** intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici e una **potenza di AC di 30.400 kW** intesa come somma degli inverter del generatore fotovoltaico, a cui va aggiunta una **potenza AC di 26.040 kW** intesa come somma degli inverter del sistema di accumulo BESS.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici Longi Solar da 550 Wp, *premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.*

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 64.792 ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = \frac{P_n \text{ generatore}}{P_n \text{ modulo}}$$

L'impianto sarà suddiviso in 12 sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà installare un **locale di trasformazione**, all'interno del quale sarà installato il trasformatore BT/MT, i quadri elettrici di media e bassa tensione e il gruppo di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

3.6 Dimensionamento meccanico del sistema

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio), prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 9,80 mt), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- Pali a vite di sostegno delle batterie di Trackers alloggianti i pannelli fotovoltaici da inserire direttamente sul terreno (nessuna fondazione prevista), o in alternativa pali infissi;
- La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici (in totale 26 moduli disposti su due file in verticale);
- L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli.



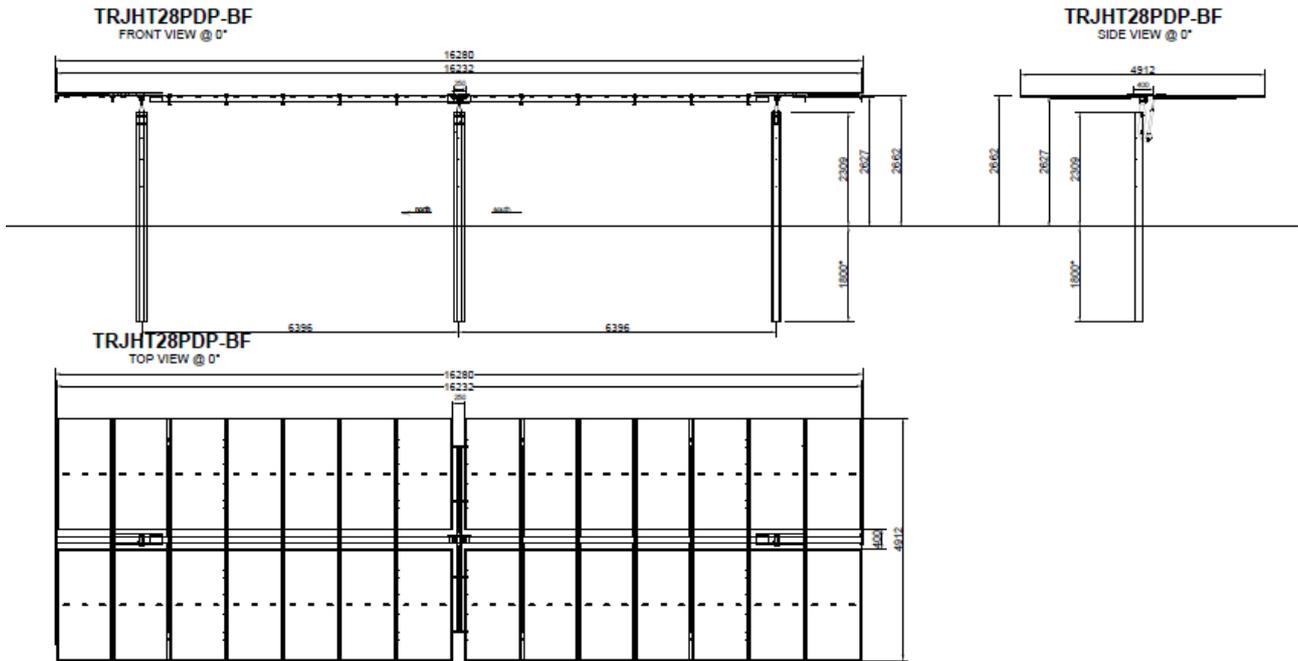


Figura 8 – Particolare Tracker Convert

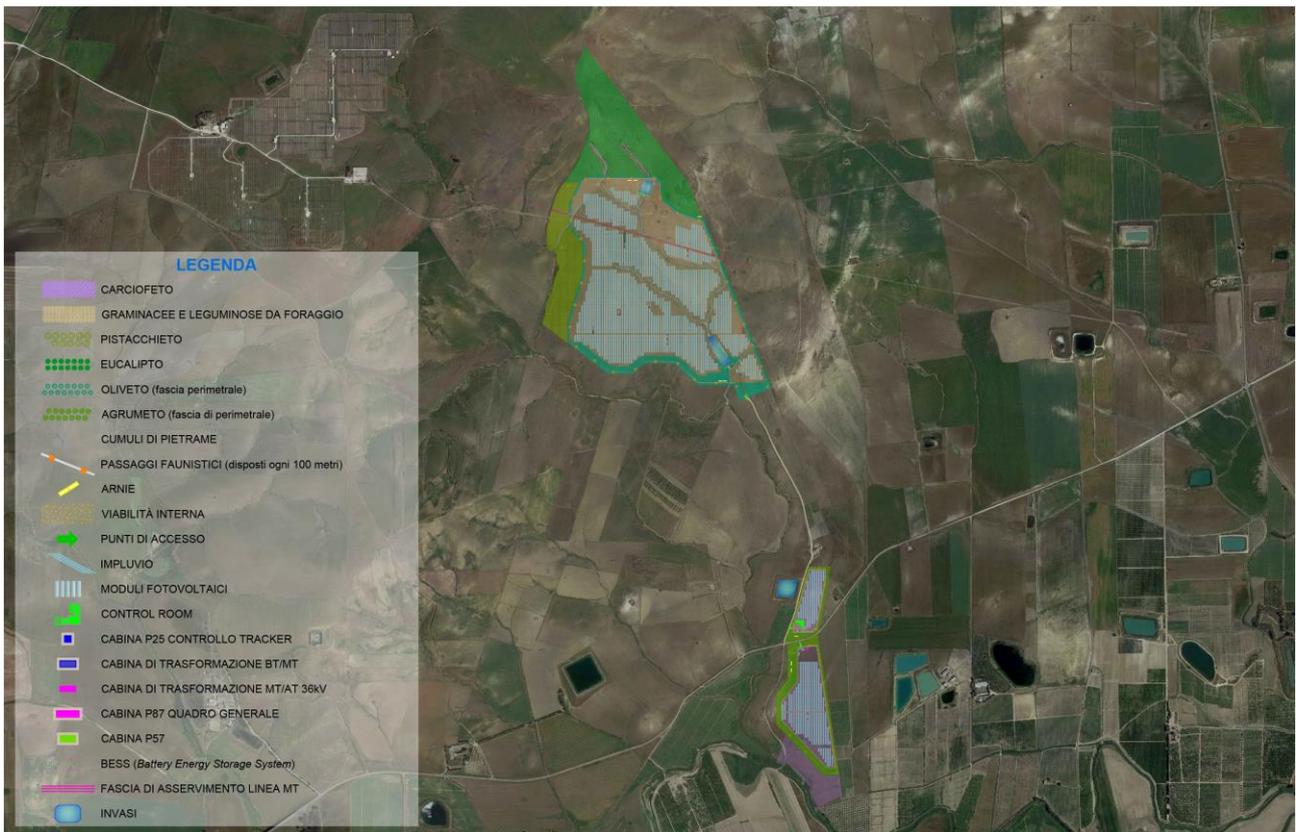


Figura 9 – Layout impianto agro-fotovoltaico

Committente:

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

Progettista:



Pag. 20 | 21

4. CALCOLO DELLE PRESTAZIONI E DELLA PRODUCIBILITA' ATTESA

Per il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico si è tenuto conto dei seguenti fattori:

- Radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici (che è legata a sua volta alla latitudine del sito ed alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici, e dipende dall'angolo di inclinazione e di orientazione dei moduli stessi);
- Temperatura ambiente (media giornaliera su base mensile);
- Perdite di ombreggiamento ombre vicine;
- Perdite di basso irraggiamento;
- Caratteristiche dei moduli fotovoltaici (perdite per qualità modulo e LID) e prestazioni delle stringhe fotovoltaiche (n. di moduli collegati in serie e numero di stringhe collegate in parallelo);
- Perdite per disaccoppiamento (o "mismatch");
- Perdite ohmiche di cablaggio (cavi DC);
- Perdite inverter (conversione per superamento Pmax);
- Perdite consumi ausiliari e di trasmissione energia (perdite ohmiche AC e trasformatori).

Il calcolo delle prestazioni è stato eseguito utilizzando un software specifico (PVSYST), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: RAMACCA 2

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 35.64 MWp

Masseria Margherito Sottano - Italy

Author

AP ENGINEERING SRLS (Italy)



Project: RAMACCA 2

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:
05/12/22 19:28
with v7.2.21

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Project summary

Geographical Site
Masseria Margherito Sottano
Italy

Situation
Latitude 37.39 °N
Longitude 14.59 °E
Altitude 194 m
Time zone UTC+1

Project settings
Albedo 0.20

Meteo data
Masseria Margherito Sottano
Meteonorm 8.0 (1989-2003), Sat=100% - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation
Orientation
Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

System information

PV Array
Nb. of modules 64792 units
Pnom total 35.64 MWp

User's needs

Unlimited load (grid)

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Inverters
Nb. of units 151 units
Pnom total 30.20 MWac
Grid power limit 26.04 MWac
Grid lim. Pnom ratio 1.368

Near Shadings

Linear shadings

Battery pack
Storage strategy: Peak shaving
Nb. of units 71630 units
Voltage 1606 V
Capacity 40600 Ah

Results summary

Produced Energy 62.54 GWh/year Specific production 1755 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 86.06 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	9
Main results	10
Loss diagram	11
Special graphs	12
P50 - P90 evaluation	13



Project: RAMACCA 2

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:
05/12/22 19:28
with v7.2.21

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 2486 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	Averages of diff. arrays
Axis azimuth	0 °		Sizes
			Tracker Spacing 9.80 m
			Collector width 4.61 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 47.1 %
			Phi min / max. +/- 60.0 °
			Backtracking strategy
			Phi limits +/- 61.8 °
			Backtracking pitch 9.54 m
			Backtracking width 4.61 m
Models used		Near Shadings	User's needs
Transposition	Perez	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
Horizon			Grid power limitation
Free Horizon			Active Power 26.04 MWac
Storage			Pnom ratio 1.368
Kind	Peak shaving		
Charging strategy		Discharging strategy	
Available power over Grid 26040.0 kW		After sunset	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	64792 units	Number of inverters	151 units
Nominal (STC)	35.64 MWp	Total power	30200 kWac
Array #1 - Sottocampo 1		Array #1 - Sottocampo 1	
Number of PV modules	5824 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3203 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	224 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2936 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	980 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2995 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
Array #2 - Sottocampo 2		Array #2 - Sottocampo 2	
Number of PV modules	5824 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3203 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	224 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	2936 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	980 V	Max. power (=>33°C)	215 kWac
I mpp	2995 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.14



PV Array Characteristics

Array #3 - Sottocampo 3

Number of PV modules	5824 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3203 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	224 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2936 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2995 A		

Array #4 - Sottocampo #4

Number of PV modules	6162 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3389 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	237 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3106 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
I mpp	3168 A		

Array #5 - Sottocampo 5

Number of PV modules	5824 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3203 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	224 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2936 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2995 A		

Array #6 - Sottocampo 6

Number of PV modules	5824 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3203 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	224 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2936 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2995 A		

Array #7 - Sottocampo 7

Number of PV modules	5824 units	Number of inverters	13 units
Nominal (STC)	3203 kWp	Total power	2600 kWac
Modules	224 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2936 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.23
I mpp	2995 A		

Array #8 - Sottocampo 8

Number of PV modules	6188 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3403 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	238 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3119 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3182 A		



PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
05/12/22 19:28
with v7.2.21

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

PV Array Characteristics

Array #9 - Sottocampo 9

Number of PV modules	6188 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3403 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	238 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3119 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3182 A		

Array #10 - Sottocampo 10

Number of PV modules	2912 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1602 kWp	Total power	1400 kWac
Modules	112 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1468 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	1497 A		

Array #11 - Sottocampo 11

Number of PV modules	6188 units	Number of inverters	14 units
Nominal (STC)	3403 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	238 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3119 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	3182 A		

Array #12 - Sottocampo 12

Number of PV modules	2210 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	1216 kWp	Total power	1000 kWac
Modules	85 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1114 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	980 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
I mpp	1136 A		

Total PV power

Nominal (STC)	35636 kWp
Total	64792 modules
Module area	165611 m ²
Cell area	154020 m ²

Total inverter power

Total power	30200 kWac
Number of inverters	151 units
Pnom ratio	1.18

Battery Storage**Battery**

Manufacturer	Weco
Model	GS 100 Serie 280 Ah

Battery pack

Nb. of units	494 in series x 145 in parallel
Discharging min. SOC	20.0 %
Stored energy	52827.9 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage	1606 V
Nominal Capacity	40600 Ah (C10)
Temperature	Fixed 20 °C



PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:
05/12/22 19:28
with v7.2.21

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

PV Array Characteristics

Battery Storage

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 26.0 MWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 26.0 MWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Array losses

Array Soiling Losses

Average loss Fraction 1.0 %

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

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

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.49 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Sottocampo 1

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo 3

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo 5

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo 2

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sottocampo 6

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



DC wiring losses

Array #7 - Sottocampo 7		Array #8 - Sottocampo 8	
Global array res.	5.4 mΩ	Global array res.	5.1 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #9 - Sottocampo 9		Array #10 - Sottocampo 10	
Global array res.	5.1 mΩ	Global array res.	11 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #11 - Sottocampo 11		Array #12 - Sottocampo 12	
Global array res.	5.1 mΩ	Global array res.	14 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system		Auxiliaries loss	
Time fraction	1.4 %	Night aux. cons.	20.0 kW
	5.0 days, 2 periods		

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	800 Vac tri		
Loss Fraction	0.12 % at STC		
Inverter: SUN2000-215KTL-H0		Inverter: SUN2000-215KTL-H0	
Wire section (14 Inv.)	Copper 14 x 3 x 95 mm ²	Wire section (137 Inv.)	Copper 137 x 3 x 70 mm ²
Average wires length	200 m	Average wires length	0 m
MV line up to Injection			
MV Voltage	30 kV		
Average loss Fraction	0.00 % at STC		
Array #1 - Sottocampo 1		Array #2 - Sottocampo 2	
Wires	Alu 3 x 185 mm ²	Wires	Alu 3 x 185 mm ²
Length	700 m	Length	0 m
Array #3 - Sottocampo 3		Array #4 - Sottocampo #4	
Wires	Alu 3 x 185 mm ²	Wires	Alu 3 x 185 mm ²
Length	0 m	Length	0 m
Array #5 - Sottocampo 5		Array #6 - Sottocampo 6	
Wires	Alu 3 x 185 mm ²	Wires	Alu 3 x 185 mm ²
Length	0 m	Length	0 m
Array #7 - Sottocampo 7		Array #8 - Sottocampo 8	
Wires	Alu 3 x 185 mm ²	Wires	Alu 3 x 185 mm ²
Length	0 m	Length	0 m
Array #9 - Sottocampo 9		Array #10 - Sottocampo 10	
Wires	Alu 3 x 185 mm ²	Wires	Alu 3 x 185 mm ²
Length	0 m	Length	0 m
Array #11 - Sottocampo 11		Array #12 - Sottocampo 12	
Wires	Alu 3 x 185 mm ²	Wires	Alu 3 x 185 mm ²
Length	0 m	Length	0 m



PVsyst V7.2.21

VC0, Simulation date:
05/12/22 19:28
with v7.2.21

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 3144 kVA

Iron loss (night disconnect) 0.23 kW/Inv.

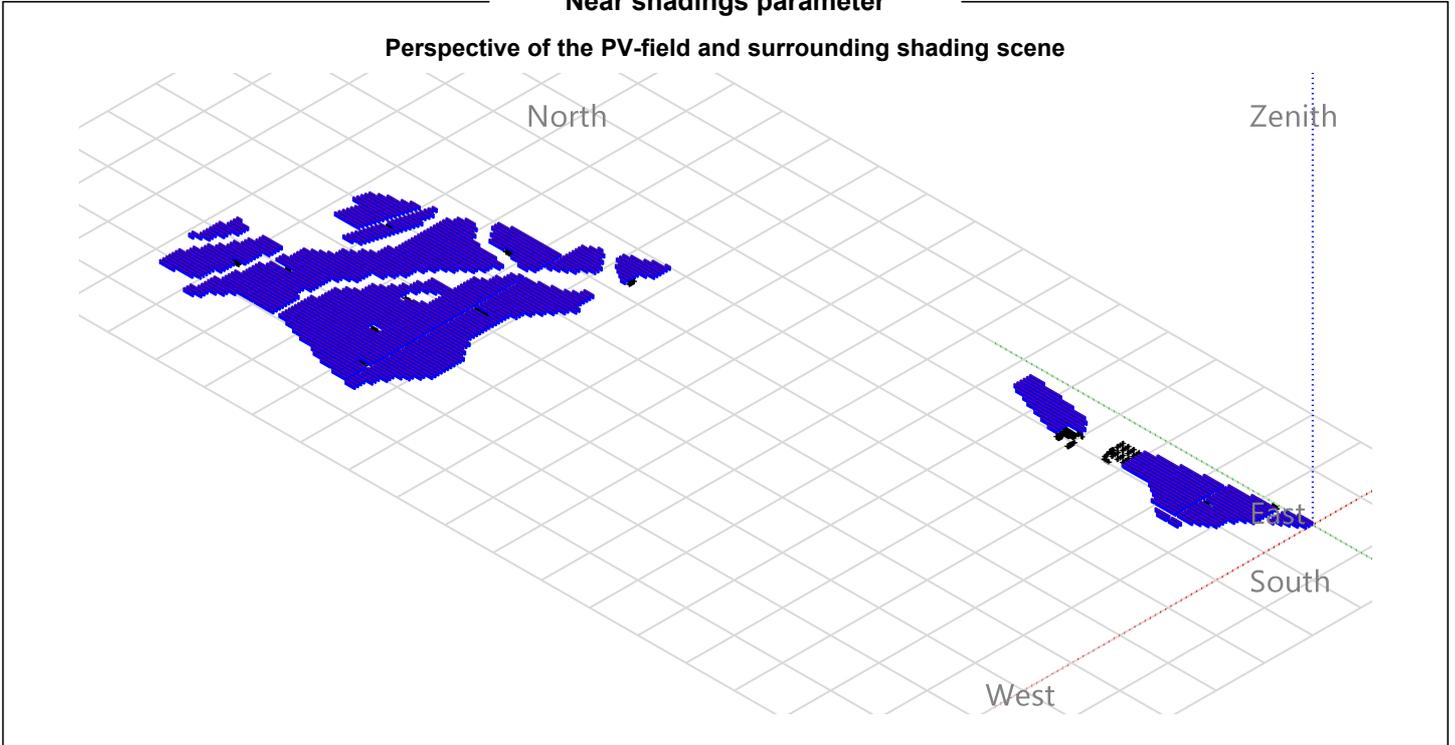
Loss Fraction 0.09 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 27.43 mΩ/inv.

Loss Fraction 1.12 % at STC

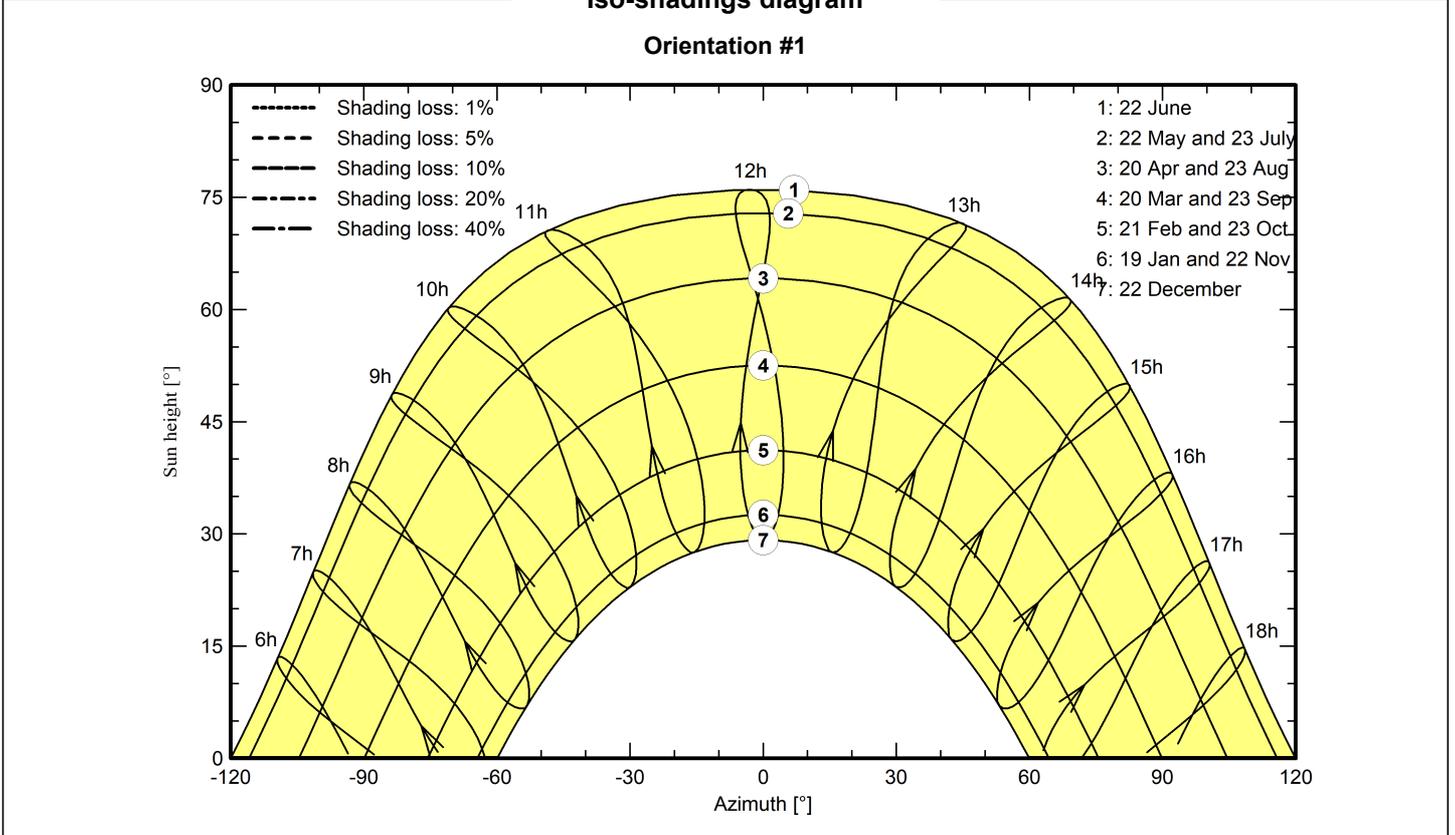


Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Project: RAMACCA 2

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.21

VCO, Simulation date:
05/12/22 19:28
with v7.2.21

AP ENGINEERING SRLS (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 62.54 GWh/year

Specific production

1755 kWh/kWp/year

Battery aging (State of Wear)

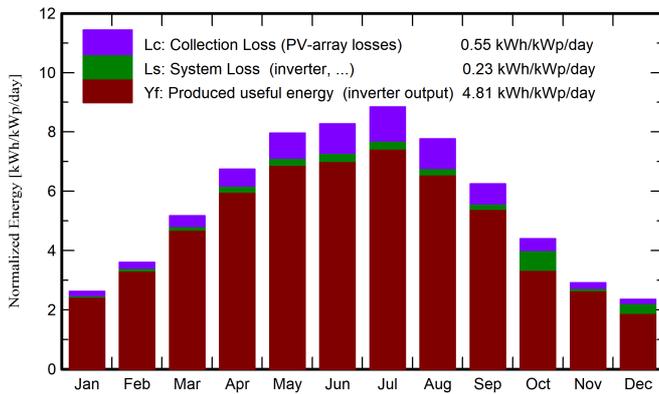
Cycles SOW 99.8 %

Static SOW 93.3 %

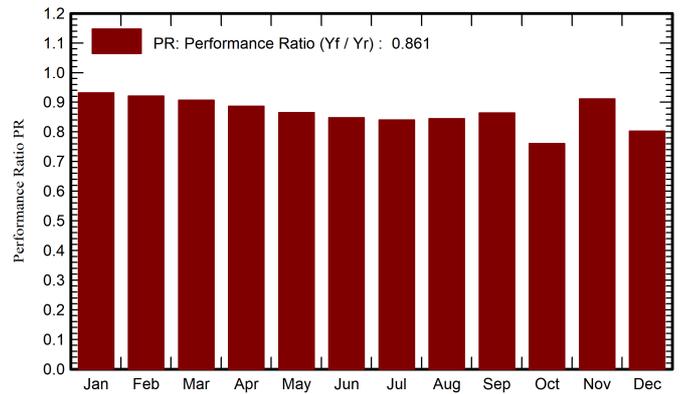
Performance Ratio PR

86.06 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

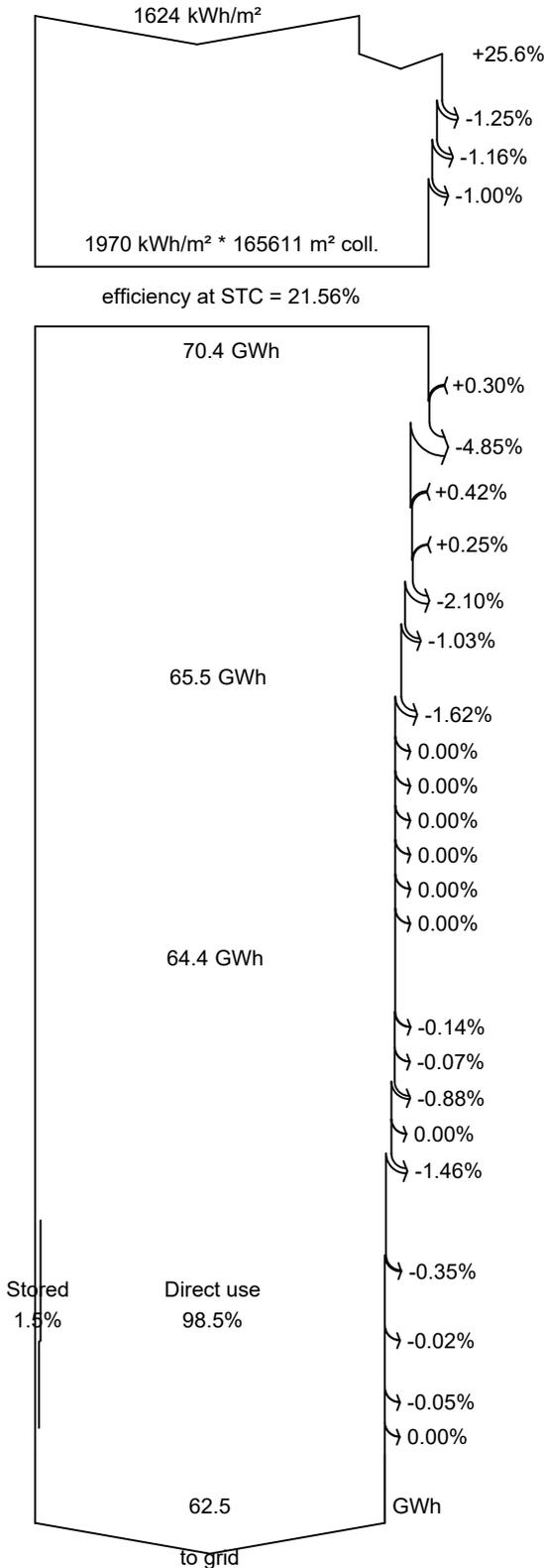
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	EBatDis GWh	PR ratio
January	63.2	28.64	10.12	81.3	77.2	2.746	2.698	0.025	0.932
February	81.9	41.84	10.20	100.9	96.8	3.395	3.309	0.000	0.921
March	128.7	59.84	12.60	160.5	154.9	5.327	5.185	0.004	0.907
April	162.6	74.71	15.09	202.5	196.2	6.606	6.395	0.064	0.886
May	197.1	85.96	19.20	246.6	239.2	7.871	7.600	0.153	0.865
June	199.4	82.68	23.46	248.3	240.8	7.792	7.501	0.234	0.848
July	215.7	82.84	26.86	274.3	266.4	8.508	8.214	0.129	0.840
August	191.2	76.28	27.22	240.9	234.0	7.492	7.246	0.044	0.844
September	147.6	60.73	23.52	187.5	181.3	5.964	5.776	0.049	0.864
October	107.8	47.77	20.08	136.3	131.3	4.435	3.696	0.002	0.761
November	69.7	35.49	15.33	87.4	83.2	2.912	2.836	0.000	0.911
December	58.8	29.13	11.68	72.9	68.9	2.450	2.084	0.000	0.802
Year	1623.8	705.90	18.00	2039.2	1970.3	65.499	62.540	0.704	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	EBatDis	Battery Discharging Energy
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

- Near Shadings: irradiance loss
- 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

- 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
- Night consumption

Available Energy at Inverter Output

- Auxiliaries (fans, other)
- AC ohmic loss
- Medium voltage transfo loss
- MV line ohmic loss
- System unavailability

- Battery IN, charger loss

Battery Storage

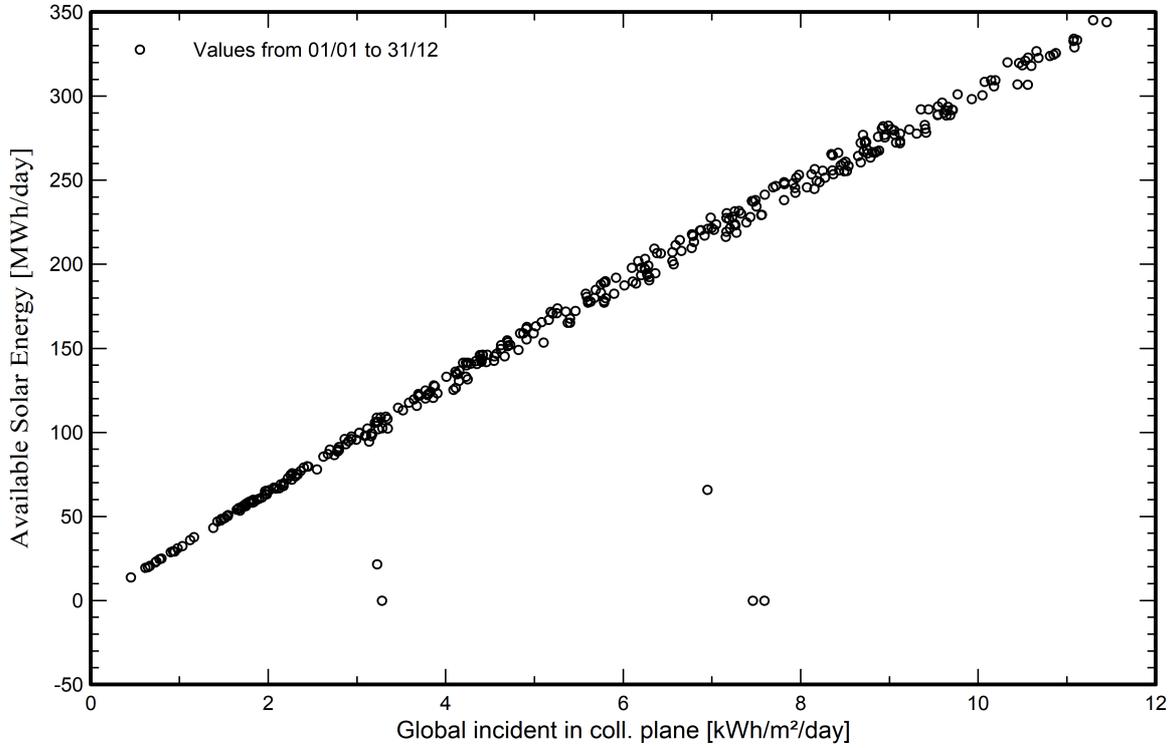
- Battery global loss
(1.43% of the battery contribution)
- Battery OUT, inverter loss
- Unused energy (battery full or conv. overload)

Energy injected into grid

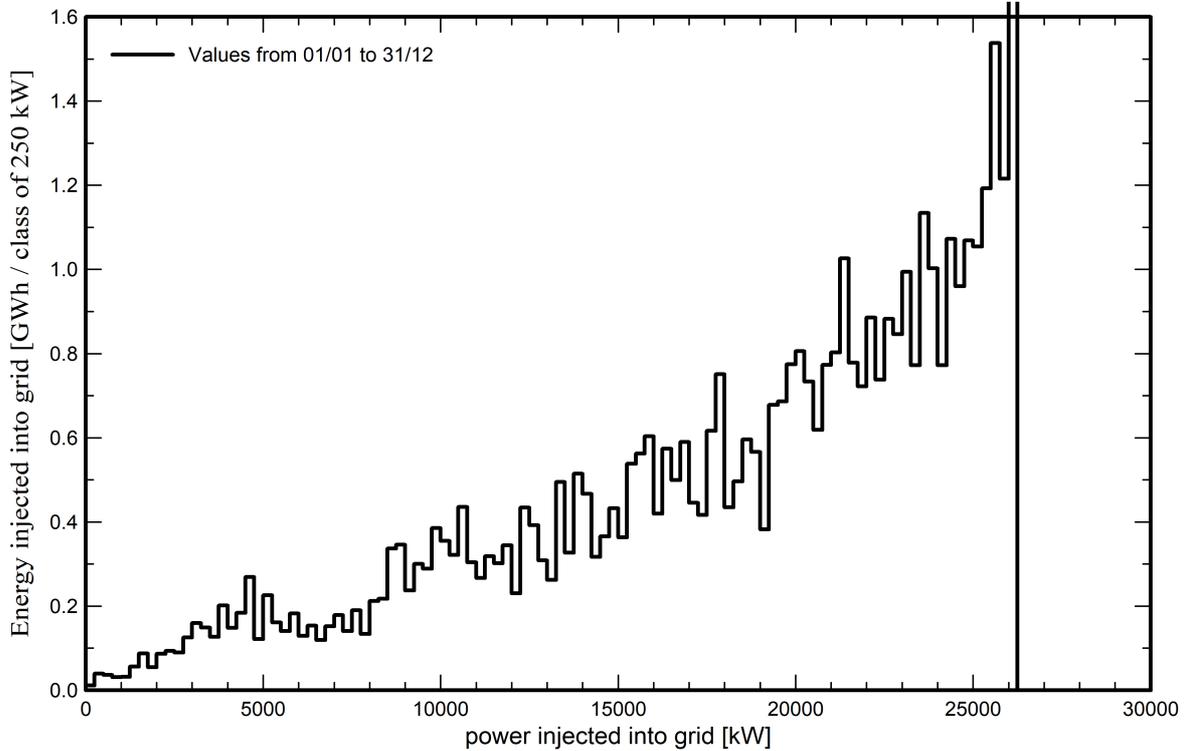


Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.0 (1989-2003), Sat=100%
Kind Not defined
Year-to-year variability(Variance) 0.0 %

Specified Deviation

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 1.8 %

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 1.13 GWh
P50 62.80 GWh
P90 61.35 GWh
P95 60.94 GWh

Probability distribution

