



**REGIONE SICILIA
PROVINCIA RAGUSA
COMUNE DI VITTORIA E
CHIARAMONTE GULFI**



**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO SITO NEI COMUNI DI VITTORIA E CHIARAMONTE GULFI, COMPRESO LE OPERE PER LA CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA IN AT NEL COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG)
POT. IMMISSIONE 51,00 MW - POT. IMPIANTO 52,09652 MWp**

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA E CALCOLO PRODUCIBILITA'

Titolo elaborato

Committente



Sviluppo



Progettazione



Firme



P02/22	PVI1REL0004A0	P02/Vittoria/EPD/Rel. specialistica	-	A4	001/038
Commessa	Cod. elaborato	Nome file	Scala	Formato	Foglio

00	10.06.2022	Emissione	GS	FB	AN
Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 1/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO AD INSEGUIMENTO
POTENZA IMPIANTO 52,09652 MWp
DENOMINATO – VITTORIA AGROVOLTAICO –
NEL TERRITORIO COMUNALE DI VITTORIA E CHIARAMONTE
GULFI IN PROVINCIA DI RAGUSA, COMPRENDENTE ANCHE LE
OPERE PER LA CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA IN AT NEL
COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG)**

COMMITTENTE: PV ITALY 1 SRL

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 2/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

INDICE

1	PREMESSA.....	3
2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	3
3	analisi delle alternative progettuali	11
3.1	Inseguitori ad un grado di libertà.....	12
3.2	Inseguitori a due gradi di libertà	16
3.3	Scelta del sistema d’inseguimento	19
4	ARCHITETTURA GENERALE IMPIANTO AGROVOLTAICO	20
4.1	Layout d’impianto	21
4.2	Architettura Generale.....	22
5	componenti dell’impianto AGROvoltaico	25
5.1	Moduli fotovoltaici	25
5.2	Stringhe Fotovoltaiche.....	26
5.3	Gruppo di conversione CC/CA.....	28
	Inverter.....	28
	Trasformatore:.....	29
	Quadro AT/BT	29
	Compartimento BT	30
5.4	Strutture di Sostegno.....	30
5.5	Cavi utilizzati all’interno dell’area impianto agrovoltaiico	33
5.5.1	<i>Cavi solari di stringa.....</i>	33
5.5.2	<i>Cavi Solari DC.....</i>	33
5.5.3	<i>Cavi Alimentazione Tracker.....</i>	34
5.5.4	<i>Cavi Dati.....</i>	34
5.5.5	<i>Cavi 36 kV interni all’impianto agrovoltaiico</i>	34
6	Conclusioni: attualità del progetto	36
	Allegato 1 – Calcolo producibilità impianto	37

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 3/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

1 PREMESSA

La presente relazione specialistica descrive i criteri di dimensionamento dell’impianto agrovoltaiico denominato “**FV Vittoria**” del produttore “**PV ITALY 1 s.r.l.**”, da realizzare nel Comune di **Vittoria** provincia di **Ragusa**.

La società si propone di realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con tecnologia ad inseguimento monoassiale di Rollio.

L’impianto ha potenza di picco è di **52.096,52** kWp per una produzione calcolata al primo anno di **51.000,00** MWh/anno.

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L’impianto sarà progettato e realizzato in accordo alla normativa seguente:

Leggi e decreti

- Legge 1 marzo 1968, n. 186: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”;
- Legge 5 Novembre 1971, N. 1086 Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica.
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche.
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione.
- Legge 5 marzo 1990, n.46 Norme tecniche per la sicurezza degli impianti (abrogata dall’entrata in vigore del D.M. n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16);
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza;
- D.M. 16 gennaio 1996: “Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”;
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 Istruzioni per l’applicazione del D.L. 16 Gennaio 1996
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993;
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 4/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
- D.M. 11 novembre 1999 Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica;
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- Legge 23 agosto 2004, n. 239: “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d’energia”;
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all’ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 Testo unico norme tecniche per le costruzioni.
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni;
- D.M. 28 luglio 2005: “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”;
- D.M. 6 febbraio 2006: “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”;
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007: “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell’articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387”.
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17: “Norme per la sicurezza degli impianti”;
- DLgs. 22 gennaio 2008, n. 37: “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”;
- D.Lgs. 9 aprile 2008 , n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005
- Delibera 281/05 Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore ad 1 KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06: “Modificazione e integrazione alla deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l’erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici”;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 5/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici
- Delibera n. 88/07: “Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione”;
- Delibera n. 90/07: “Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici”.
- Delibera n. 280/07 Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08: “Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell’energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV”.
- Delibera ARG/elt 119/08: “Disposizioni inerenti all’applicazione della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV”.

Norme

Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”;
- CEI EN 60445: “Principi base e di sicurezza per l’interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;

Sicurezza elettrica

- CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- CEI 64-12: “Guida per l’esecuzione dell’impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”;
- CEI 64-14: “Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori”;
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
- CEI EN 60529 (70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 6/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita.
- CEI EN 61140 "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

Parte fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) – Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) – Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici; CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 7/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI EN 60439-3 (17-13/3): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”;
- CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”;

Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti

- CEI 0-16 ed.II: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-17: “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”;
- CEI 11-20, V1: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”;
- CEI EN 50110-1 (11-40) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160: “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”;

Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1: “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- CEI 20-19/4: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”;
- CEI 20-19/10: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”;
- CEI 20-19/11: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”;
- CEI 20-19/12: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 8/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

- CEI 20-19/13: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”;
- CEI 20-19/14: “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”;
- CEI 20-19/16: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”;
- CEI 20-20/1: “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- CEI 20-20/3: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”;
- CEI 20-20/4: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”;
- CEI 20-20/5: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili”;
- CEI 20-20/9: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”;
- CEI 20-20/12: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”;
- CEI 20-20/14: “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”;
- CEI-UNEL 35024-1: “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”;
- CEI-UNEL 35026: “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777”;
- CEI 20-40: “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”;
- CEI 20-67: “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”;
- CEI EN 50086-1: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- CEI EN 50086-2-1: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”;
- CEI EN 50086-2-2: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”;
- CEI EN 50086-2-3: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”;
- CEI EN 50086-2-4: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 9/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

- CEI EN 60423 (23-26): “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”;

Conversione della potenza

- CEI 22-2: “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”;
- CEI EN 60146-1-1 (22-7): “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”;
- CEI EN 60146-1-3 (22-8): “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”;
- CEI UNI EN 455510-2-4 Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”;
- CEI 81-4: “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 81-8: “Guida d’applicazione all’utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione”;
- CEI 81-10: “Protezione contro i fulmini”;
- CEI EN 50164-1 (81-5): “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”;
- CEI EN 61643-11 (37-8): “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”;
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Principi generali”;
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”;
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”;

Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (23-3/1): “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”;
- CEI EN 60947-4-1 (17-50): “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”;

Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26: “Guida alle norme generiche EMC”;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 10/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

- CEI EN 50081-1 (110-7): “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”;
- CEI EN 50082-1 (110-8): “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”;
- CEI EN 50263 (95-9): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione”;
- CEI EN 60555-1 (77-2): “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni”;
- CEI EN 61000-2-2 (110-10): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione”;
- CEI EN 61000-3-2 (110-31): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”;
- CEI EN 61000-3-3 (110-28): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”;

Energia solare

- UNI 8477: “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”;
- UNI EN ISO 9488: “Energia solare – Vocabolario”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”;

Altri documenti

- UNI/ISO e CNR UNI 10011- “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici

- [Decreto del 29.05.08](#), "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica"
- [DM del 29.5.2008](#), "Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti"
- [Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003](#), "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", G.U. 28 agosto 2003, n. 200
- [Legge quadro 22/02/2001, n. 36](#), "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", G.U. 7 marzo 2001, n.55
- [Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991](#), "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne" (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica’	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 11/37
--	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

- [Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449](#), "Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne"
- CEI 106-12 2006-05 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT"
- CEI 106-11 2006-02 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6)- Parte I: Linee elettriche aeree in cavo"
- CEI 11-17 1997-07 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo"
- CEI 211-6 2001-01 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana"
- CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche"
- CEI 11-60 2000-07 "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne"

L'elenco normativo riportato non è esaustivo, per cui leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate.

3 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

Al fine di stabilire la migliore soluzione impiantistica per gli impianti agrovoltaiici a terra, di seguito verrà condotta un'analisi delle varie tecnologie disponibili sul mercato evidenziandone vantaggi e svantaggi. Al termine di tale analisi, si motiverà la scelta progettuale che ha condotto all'impiego, nel presente progetto, della tecnologia ad **inseguimento monoassiale**.

Gli impianti agrovoltaiici a "terra" si distinguono in "fissi" e ad "inseguimento", quest'ultimi a loro volta possono distinguersi in base al grado di libertà che offrono al movimento del pannello fotovoltaico in "inseguitori ad un grado di libertà" ed "inseguitori a due gradi di libertà".

Utilizzando come primo criterio quello della massimizzazione della produzione energetica, la scelta si è orientata sin da subito verso i sistemi ad "inseguimento", i quali garantiscono un guadagno sulla producibilità variabile dal 10% al 35% in più rispetto ad i sistemi "fissi" anche se per contro si hanno:

- Maggiori costi dell'impianto (10-15%);
- Maggiori costi di manutenzione a causa dei componenti di attuazione e controllo del sistema ad inseguimento;
- Minore affidabilità di un sistema dinamico (il sistema d'inseguimento in avaria potrebbe bloccare la superficie dei moduli in una posizione penalizzante per l'esposizione);
- Maggiore spazio occupato, soprattutto per gli impianti di media e grande dimensione disposti su più file per evitare fenomeni di ombreggiamento (occorre uno spazio circa il doppio che per un impianto fisso).

L'ultimo punto analizzato, se da un lato impegna in modo maggiore da un punto di vista economico la società proponente, dall'altro ha dei risvolti di natura ambientale e paesaggistica positivi, infatti anche se l'impegno complessivo di area degli impianti agrovoltaiici ad inseguimento, al lordo della superficie compresa tra le

Progetto: Impianto agrovoltaico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica’	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 12/37
--	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

strutture porta moduli, è superiore rispetto agli impianti fissi, l’area di proiezione a terra delle sole strutture porta moduli risulta essere mediamente inferiore, nell’arco della rotazione giornaliera di un sistema ad inseguimento, rispetto alle strutture fisse; d’altra parte la maggiore distanza tra le file dei sistemi ad inseguimento, superiore ai 6 m, consente di valorizzare gli impianti agrovoltaici anche da un punto di vista “agronomico” in quanto vi è la possibilità di coltivare tra le strutture, in modo del tutto meccanizzato, piante a basso fusto ad elevata redditività economica (zenzero, cumino, piante aromatiche/ officinali, ecc...).

Di seguito si analizzeranno i vari sistemi ad inseguimento, al fine di individuarne i vantaggi/svantaggi.

3.1 Inseguitori ad un grado di libertà

Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali sono dispositivi che "inseguono" il Sole ruotando attorno a un solo asse (Figura 3.1-1). A seconda dell’orientazione di tale asse, possiamo distinguere quattro tipi di inseguitori: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio, inseguitori di azimut, inseguitori ad asse polare.

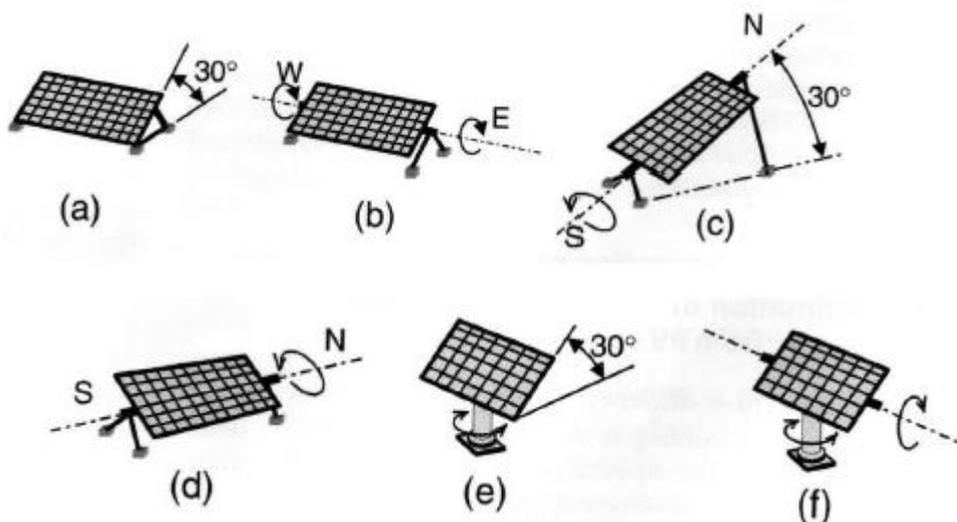


Figura 3.1-1 movimenti degli inseguitori Monoassiali (b, c, d) e Biassiali (e, f)

Gli inseguitori di tilt (o di "beccheggio") - che sono gli inseguitori solari più semplici da realizzare ed anche più economici - ruotano attorno all'asse est-ovest. Poiché normalmente i pannelli solari sono orientati verso sud, ciò vuol dire aumentare o diminuire l'inclinazione del pannello rispetto al terreno di un piccolo angolo, in modo che l'angolo rispetto al suolo - detto angolo di tilt - sia statisticamente ottimale rispetto alla stagione. Infatti, l'angolo di tilt ideale non varia solo con la latitudine (alle latitudini italiane l'angolo ideale varia dai 29° del Sud Italia ai 32° del Nord), ma anche nel corso del tempo, poiché il Sole raggiunge altezze diverse durante l'anno. Questa operazione viene di solito eseguita manualmente due volte l'anno, grazie a una montatura apposita che permette di abbassare o sollevare a mano i pannelli rispetto all'orizzonte: poiché l'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori non supera il 10%, raramente sarebbe giustificato l'impiego di un servomeccanismo (Figura 3.1-2).



Figura 3.1-2 Inseguitori di Tilt

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-1) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori di Tilt monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE DI TILT				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Contenuto, in quanto le strutture non superano i 4,5 m alla massima inclinazione	più 2 %	Semplice e non gravoso, paragonabile ai sistemi fissi	più 10%	1. Tali impianti essendo simili a quelli fissi, hanno una distanza tra le file limitata che esclude ogni tipo di coltivazione meccanizzata

Tab. 3.1-1 Caratteristiche Inseguitori di Tilt

Gli inseguitori di rollio si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 60^\circ$.

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto tali inseguitori si aggira intorno al 15% (Figura 3.1-3).



Figura 3.1-3 Inseguitori di Rollio

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori di Rollio monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE DI ROLLIO				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Contenuto, in quanto le strutture non superano i 4,5 m alla massima inclinazione	più 3-5 %	Semplice e non gravoso, rispetto ai sistemi fissi bisogna considerare la sola manutenzione dei motori elettrici dei Trackers	più 15%	1. essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli. 2. Le strutture possono alloggiare i moduli bifacciali, che sono maggiormente trasparenti consentendo un minore ombreggiamento

Tab. 3.1-2 Caratteristiche Inseguitori di Rollio

Gli inseguitori di azimut ruotano intorno a un asse verticale perpendicolare al suolo. I pannelli sono montati su una base rotante complanare al terreno che, tramite un servomeccanismo, segue il movimento del Sole da est a ovest durante il giorno ma, a differenza degli inseguitori di tilt e di rollio, senza mai variare l'inclinazione del pannello rispetto al suolo. Ovviamente, gli inseguitori di azimut normalmente hanno i pannelli solari inclinati di un certo angolo rispetto all'asse di rotazione. I progetti che utilizzano questo tipo di inseguitori devono tener opportunamente conto degli ombreggiamenti per evitare perdite di energia e per ottimizzare l'utilizzo del terreno. Tuttavia, l'ottimizzazione in caso di raggruppamento ravvicinato è limitata a causa della natura delle ombre che si creano nel corso dell'anno, perciò sono adatti, sostanzialmente, quando si abbiano a disposizione degli spazi

relativamente ampi. L'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori è intorno al 25% (Figura 3.1-4).



Figura 3.1-4 Inseguitori di Azimut

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori di Azimut monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE DI AZIMUT				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 25-30 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 25%	1.Non vi sono spazi disponibili per la coltivazione, inquanto tali inseguitori necessitano di ampi spazi disponibili per consentire la rotazione delle strutture.

Tab. 3.1-3 Caratteristiche Inseguitori di Azimut

Gli inseguitori ad asse polare ruotano, con l'ausilio di un servomeccanismo, intorno a un asse parallelo all'asse nord-sud di rotazione terrestre (asse polare), e dunque inclinato rispetto al suolo. Si noti che negli inseguitori di rollio l'asse di rotazione è ugualmente orientato in direzione nord-sud, ma esso (e i pannelli) è parallelo al suolo, non all'asse terrestre. Negli inseguitori ad asse polare, invece, l'asse di rotazione è inclinato rispetto al suolo per poter essere circa parallelo all'asse di rotazione terrestre. L'asse di rotazione di tali inseguitori, quindi, è simile a quello attorno al quale il Sole disegna la propria traiettoria nel cielo, ma non uguale, a causa delle variazioni dell'altezza del Sole nel cielo nelle varie stagioni. Gli inseguitori ad asse polare, dunque, riescono a tenere i pannelli solari all'incirca perpendicolari rispetto al Sole durante tutto l'arco della giornata (trascurando le suddette oscillazioni di altezza stagionali) e danno la massima efficienza (+30%) che si possa ottenere con un solo asse di rotazione (Figura 3.1-5).



Figura 3.1-5 Inseguitori ad asse polare

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori ad Asse Polare monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE AD ASSE POLARE				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Moderato l'altezza delle strutture arriva a 6 m	più 10-15 %	Semplice e non gravoso, rispetto ai sistemi fissi bisogna considerare la sola manutenzione dei motori elettrici dei Trackers	più 30%	1. l'utilizzo dei basamenti in CLS non rende possibile la coltivazione agricola meccanizzata. 2. Le strutture possono alloggiare i moduli bifacciali, che sono maggiormente trasparenti consentendo un minore ombreggiamento

Tab. 3.1-4 Caratteristiche Inseguitori ad Asse Polare

3.2 Inseguitori a due gradi di libertà

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà, con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Con questi inseguitori si registrano aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 35 % - 40 %, a fronte però di una maggior complessità costruttiva. Gli inseguitori fotovoltaici biassiali hanno due assi di rotazione, solitamente perpendicolari fra loro (Figura 4.4.2-

1).



Figura 3.2-1 Inseguitori Biassiale

Grazie ad essi, e con l'ausilio di una strumentazione elettronica più o meno sofisticata, è possibile puntare perfettamente e in tempo reale i pannelli verso il Sole via via che si sposta sulla volta celeste, massimizzando l'efficienza dei pannelli solari. Esistono due tipi di inseguitori biassiali molto comuni, i quali si differenziano per la diversa orientazione degli assi di rotazione: quelli azimut-elevazione e quelli tilt-rotlio.

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.2-1) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori Biassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE BIASSIALE				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 25-30 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 30-40%	1. essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli.

Tab. 3.2-1 Caratteristiche Inseguitori Biassiali

Gli inseguitori azimut-elevazione, che inseguono il Sole assistiti da un computer il quale calcola la posizione prevista nel cielo oppure da un sensore di luce che controlla i motori, hanno il loro asse di rotazione principale verticale rispetto al terreno, e quello secondario perpendicolare ad esso, per cui si muovono un po' come il cannone di un carro armato (movimento orizzontale della torretta e verticale della canna). Questa montatura (detta altazimutale), permette di puntare con l'ausilio dell'elettronica qualsiasi punto del cielo, ed è usata anche per orientare riflettori parabolici per il solare termico o che montano motori Stirling per produrre elettricità. La progettazione di impianti che facciano uso di tale tipo di inseguitori deve tener conto degli ombreggiamenti per

evitare perdite di energia e per ottimizzare lo sfruttamento del terreno, anche se in caso di inseguitori ravvicinati fra loro l'ottimizzazione risulta limitata a causa della natura stessa delle ombre che si manifestano nel corso dell'anno (Figura 3.2-2).



Figura 3.2-2 Inseguitori Azimut- elevazione

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.2-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori Biassiali Azimut- Elevazione:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE AZIMUT- ELEVAZIONE				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 30-35 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 30-40%	1. l'elevato ingombro del sistema ad inseguimento non rende possibile la coltivazione

Tab. 3.2-2 Caratteristiche Inseguitori Biassiali Azimut- Elevazione

Gli inseguitori tilt-rollio hanno l'asse principale parallelo al suolo, mentre quello secondario è normalmente perpendicolare all'asse primario. I posti disponibili alle estremità dell'asse primario possono essere condivisi con più gruppi di pannelli, permettendo costi di installazione più bassi. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del backtracking: i moduli seguono il movimento del Sole ruotando lungo l'asse di rollio solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale (eccetto che per l'inclinazione lungo l'asse di tilt). Ad ogni modo, la

geometria di questi inseguitori risulta molto flessibile. Gli inseguitori di tilt-rollio sono tipicamente allineati con l'asse principale lungo il meridiano che passa per il nord, anche se con l'ausilio del computer è possibile allinearli lungo qualsiasi direzione (Figura 3.2-3).

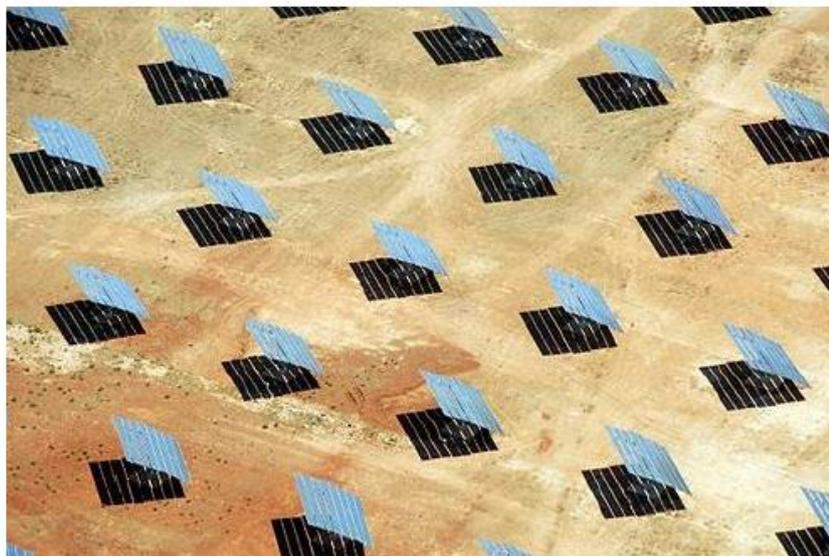


Figura 4.4.2-3 Inseguitori Tilt- Rollio

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 4.4.4-3) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori Biassiali Tilt- Rollio:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE TILT- ROLLIO				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 30-35 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 30-40%	1. essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli.

Tab. 3.2-3 Caratteristiche Inseguitori Biassiali Tilt- Rollio

3.3 Scelta del sistema d'inseguimento

La scelta del sistema di inseguimento dipende da numerosi fattori, che includono le dimensioni e le caratteristiche sia della struttura sia del luogo di installazione, la latitudine e le condizioni meteorologiche e climatiche locali. Tipicamente, gli inseguitori biassiali vengono impiegati nei piccoli impianti residenziali e nei Paesi che godono di incentivi molto elevati. Invece, negli altri casi e per i grandi parchi fotovoltaici, risultano indicati gli inseguitori monoassiali di rollio, per sfruttare i bassi costi, nonché la semplicità e robustezza dell'installazione, che permette grandi risparmi di scala a fronte di un miglioramento comunque interessante nella produzione di energia, che è rilevante soprattutto di pomeriggio.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 20/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

Analizzando le caratteristiche principali dei sistemi ad inseguimento, la scelta della società proponente si è indirizzata verso i Sistemi ad Inseguimento Monoassiale di Rollio i quali garantiscono:

- Costi di investimento e gestione contenuti, paragonabili ai sistemi fissi;
- Un significativo incremento della produzione energetica rispetto ai sistemi fissi;
- Consentono la coltivazione meccanizzata negli spazi tra le strutture portamoduli;
- Consentono l'utilizzo di moduli bifacciali che oltre ad incrementare la produzione energetica, diminuiscono l'ombreggiamento sotto le strutture con la possibilità di coltivare piante tipo lo zenzero che riescono ad attecchire anche nelle zone di penombra.

4 ARCHITETTURA GENERALE IMPIANTO AGROVOLTAICO

La società **PV Italy 1 s.r.l.** propone di realizzare un impianto di **produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con tecnologia ad inseguimento monoassiale di Rollio.**

La potenza di picco è di **52.096,52** kWp per una produzione calcolata al primo anno di **107.000,00** MWh/anno, considerato che la perdita di efficienza annuale si può assumere pari a 0,9 %, e che la vita dell'impianto è di 30 anni, la produzione totale di energia nell'arco dei 30 anni è pari a **2.889.000,00** MWh.

Con la realizzazione dell'impianto, denominato “**Impianto Vittoria Agrovoltaiico**”, si intende conseguire un significativo risparmio energetico, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di “Energia Verde” e allo “Sviluppo Sostenibile” invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa il 90% dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero.

I costi della bolletta energetica, già alti, per l'aumento della domanda internazionale rischiano di diventare insostenibili per la nostra economia con le sanzioni previste in caso di mancato rispetto degli impegni di Kyoto, di Copenaghen e di Parigi.

La transizione verso un mix di fonti di energia e con un peso sempre maggiore di rinnovabili è, pertanto, strategica per un Paese come il nostro dove, tuttavia, le risorse idrauliche e geotermiche sono già sfruttate appieno.

Negli ultimi 10 anni grazie agli incentivi sulle fonti rinnovabili lo sviluppo delle energie verdi nel nostro paese ha subito un notevole incremento soprattutto nel fotovoltaico e nell'eolico, portando l'Italia tra i paesi più sviluppati dal punto di vista dell'innovazione energetica e ambientale.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica ’	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 21/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

La ditta proponente si pone come obiettivo di attuare la “**grid parity**” nell’agrovoltaiico grazie all’istallazione di impianti di elevata potenza che abbattano i costi fissi e rendono l’energia prodotta dall’agrovoltaiico conveniente e sullo stesso livello delle energie prodotte dalle fonti fossili.

L’energia solare è l’unica risorsa non inquinante di cui si dispone in misura adeguata alle esigenze di sviluppo pur non rappresentando da sola, almeno nel breve medio periodo, la risposta al problema energetico mondiale.

4.1 Layout d’impianto

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e delle apparecchiature elettriche all’interno dell’area identificata (layout d’impianto), è stata determinata sulla base di diversi criteri conciliando il massimo sfruttamento dell’energia solare incidente con il rispetto dei vincoli paesaggistici ed ambientali così come richiesto dall’allegato **Parte IV** “*Inserimento degli Impianti nel Paesaggio*” del DM 10.09.2010.

L’impatto visivo-paesaggistico dell’impianto è stato valutato con idonei rendering e foto-inserimenti (si rimanda agli elaborati in questione inseriti nella **Parte D-Valutazione d’Impatto Ambientale**). Per mitigare l’impatto visivo dell’opera sarà realizzata, attorno al perimetro d’impianto, una fascia arborea della larghezza di 10 m, con essenze autoctone che raggiungeranno un’altezza di circa 4 m.

Le opere elettriche dell’impianto sono state progettate avendo cura di minimizzarne l’impatto sul territorio, scegliendo i seguenti criteri:

- Scelta di installare le linee elettriche a 36 kV di vettoriamento dell’energia prodotta dall’Impianto agrovoltaiico alla nuova SE 36 kV, non in aereo, ma interrate (minimizzazione dell’impatto visivo);
- Profondità minima di posa dei cavi elettrici a 36 kV ad 1.2 m (minimizzazione impatto elettromagnetico).

In fase di progettazione si è pertanto tenuto conto delle seguenti necessità:

- utilizzare moduli fotovoltaici ad elevata potenza elevata potenza nominale (**670 Wp**), al fine di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell’impianto, ottimizzando l’occupazione del suolo, nel pieno rispetto del punto 16.1.C della Parte IV “*Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*” del DM 10.09.2010 che prescrive :” *il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili*”;
- utilizzare la tecnologia **di impianto ad inseguimento monoassiale** che consente, da un lato un incremento di produzione energetica pari a circa il 20% rispetto agli impianti fissi, e dall’altro di mantenere una distanza tra le strutture di sostegno sufficiente per minimizzare l’ombreggiamento del terreno tra le schiere, consentendo, per altro, il transito dei mezzi per la pulizia dei moduli fotovoltaici ed eventuali mezzi agricoli per le attività che mirano al mantenimento dello stato naturalistico ed ecologico dei suoli, opportunamente descritte nelle relazioni specialistiche allegate;
- utilizzare **moduli fotovoltaici bifacciali con EVA trasparente e doppio vetro**, che consente, da un lato un incremento di produzione energetica, e dall’altro di minimizzare l’ombreggiamento sotto i pannelli fotovoltaici, in accordo con il punto 16.1.F della Parte IV “*Inserimento degli*

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 22/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

*impianti nel paesaggio e sul territorio” del DM 10.09.2010 che prescrive :” la ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e **componenti tecnologici innovativi**, volti ad ottenere una **maggiore sostenibilità** degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell’armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, **naturale e paesaggistico**;”.*

- Installare **una fascia arborea** di rispetto lungo il perimetro dell’impianto, avente una larghezza di 10 m;
- Evitare fenomeni di ombreggiamento nelle prime ore del mattino e nelle ore serali, implementando la **tecnica del backtracking**;

Per la definizione del Layout dell’impianto agrovoltaiico è stata svolta un’analisi preliminare tramite sopralluoghi che ha portato ad individuare le **Interferenze presenti all’interno dell’area d’impianto**, di tali interferenze se ne è tenuto conto tramite opportuna individuazione delle **fasce di rispetto delle interferenze**, riportate nell’elaborato **PVI1EPD0010A0.PDF_Layout impianto FV su CTR**. Le interferenze individuate sono:

- Strada Interpodereale: fascia di rispetto pari a 5 m per lato;
- Strada Provinciale: fascia di rispetto pari a 20 m per lato;
- Strada Comunale: fascia di rispetto pari a 10 m per lato;
- Metanodotto interrato: fascia di rispetto pari a 13,5 m per lato.

L’insieme delle considerazioni sopra elencate ha portato allo sviluppo di un **parco agrovoltaiico ad inseguimento monoassiale** (inseguimento di rotazione), con moduli di tipo bifacciale della potenza nominale di **670 Wp** (con efficienza di conversione del **21,6%**), caratterizzato da una Potenza Nominale di **52.096,52 kWp**, costituito da N. **255** unità di generazione (**Sottocampi Fotovoltaici**).

Le strutture di sostegno dei moduli saranno disposte in file parallele con asse in direzione Nord-Sud, ad una distanza di interasse pari a **5,50** m. Le strutture saranno equipaggiate con un sistema tracker che permetterà di ruotare la struttura porta moduli durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione rispetto ai raggi solari.

4.2 Architettura Generale

L’impianto agrovoltaiico utilizza come componente principale il modulo composto da celle di silicio che grazie all’effetto fotovoltaico trasforma l’energia luminosa dei fotoni in corrente elettrica continua.

Dal punto di vista elettrico più moduli fotovoltaici vengono collegati in serie a formare una stringa e più stringhe vengono collegate ad un inverter. L’energia prodotta è convogliata attraverso cavi DC agli inverter e più inverter sono poi collegati in parallelo attraverso opportuni quadri di bassa tensione ai trasformatori elevatori. I quadri di bassa tensione ed i trasformatori saranno collocati all’interno di opportune cabine di trasformazione ospitanti anche il quadro di media tensione dal quale partirà la dorsale AT per il collegamento dei Sottocampi alla Cabina Generale a 36 kV (Impianto di Utenza).

Si vedano come riferimento gli elaborati elettrici:

- **PVI1EPD0015A0÷30A0– Layout e schema elettrico CC - Sottocampo 1-16;**

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 23/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

- **PVI1EPD0047A0 – Opere connessione - Schema elettrico generale CA.**

L'architettura generale dell'impianto agrovoltaiico è caratterizzata dei seguenti elementi:

- N° **255 unità** di generazione costituite da moduli fotovoltaici, così distinte:

- Campo 1 (Cabina 1): costituito da **N.14 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **4368** Moduli FV, **156** Stringhe su **156** Tracker ed una potenza totale di **2.926,56** kWp;
- Campo 2 (Cabina 2): costituito da **N.15 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **4508** Moduli FV, **161** Stringhe su **161** Tracker ed una potenza totale di **3.020,36** kWp;
- Campo 3 (Cabine 3): costituiti da **N.14 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **4172** Moduli FV, **149** Stringhe su **149** Tracker ed una potenza totale di **2.795,24** kWp;
- Campo 4 (Cabina 4): costituito da **N.12 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **3556** Moduli FV, **127** Stringhe su **127** Tracker ed una potenza totale di **2.382,52** kWp;
- Campo 5 (Cabine 5): costituito da **N.14 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **4312** Moduli FV, **154** Stringhe su **154** Tracker ed una potenza totale di **2.889,04** kWp;
- Campo 6 (Cabina 6): costituito da **N.9 unità**, ognuna costituita da **N.10÷11** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **2744** Moduli FV, **98** Stringhe su **98** Tracker ed una potenza totale di **1.838,48** kWp;
- Campo 7 (Cabina 7): costituito da **N.18 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **5600** Moduli FV, **200** Stringhe su **200** Tracker ed una potenza totale di **3.752,00** kWp;
- Campo 8 (Cabina 8): costituito da **N.15 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **4564** Moduli FV, **163** Stringhe su **163** Tracker ed una potenza totale di **3.057,88** kWp.
- Campo 9 (Cabina 9): costituito da **N.23 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **6944** Moduli FV, **248** Stringhe su **248** Tracker ed una potenza totale di **4.652,48** kWp.
- Campo 10 (Cabina 10): costituito da **N.16 unità**, ognuna costituita da **N.10÷13** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **4956** Moduli FV, **177** Stringhe su **177** Tracker ed una potenza totale di **3.320,52** kWp.
- Campo 11 (Cabina 11): costituito da **N.18 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli per stringa per un totale di **5488** Moduli FV, **196** Stringhe su **196** Tracker ed una potenza totale di **3.676,96** kWp.
- Campo 12 (Cabina 12): costituito da **N.24 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x N. **28** Moduli

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 24/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

per stringa per un totale di **7364** Moduli FV, **263** Stringhe su **263** Tracker ed una potenza totale di **4.933,88** kWp.

- Campo 13 (Cabina 13): costituito da **N. 11 unità**, ognuna costituita da **N. 10÷12** Stringhe x **N. 28** Moduli per stringa per un totale di **3332** Moduli FV, **119** Stringhe su **119** Tracker ed una potenza totale di **2.232,44** kWp.
- Campo 14 (Cabina 14): costituito da **N.19 unità**, ognuna costituita da **N.10÷13** Stringhe x **N. 28** Moduli per stringa per un totale di **5852** Moduli FV, **209** Stringhe su **209** Tracker ed una potenza totale di **3.920,84** kWp.
- Campo 15 (Cabina 15): costituito da **N.12 unità**, ognuna costituita da **N.10÷12** Stringhe x **N. 28** Moduli per stringa per un totale di **3780** Moduli FV, **135** Stringhe su **135** Tracker ed una potenza totale di **2.532,60** kWp.
- Campo 16 (Cabina 16): costituito da **N.21 unità**, ognuna costituita da **N.10÷13** Stringhe x **N. 28** Moduli per stringa per un totale di **6216** Moduli FV, **222** Stringhe su **222** Tracker ed una potenza totale di **4.164,72** kWp.

Le **255 unità** di generazione, e quindi inverters, sono distinte in termini di potenza nominale in un'unica tipologia pari a $P_n = 200$ kVA.

Impianto elettrico che raccoglie e veicola l'energia elettrica prodotta dall'impianto agrovoltaiico verso la RTN è costituito da:

- N° 16 Cabine di campo BT/AT, saranno costituite da:
 - N.1 costituite da N.1 trasformatore 36/0,8 kV/kV da 7 MVA per le Cabine 12;
 - N.2 costituite da N.1 trasformatore 36/0,8 kV/kV da 6 MVA per le Cabine 9 e 16;
 - N.4 costituite da N.1 trasformatore 36/0,8 kV/kV da 5 MVA per le Cabine 7, 10, 11 e 14;
 - N.6 costituita da N.1 trasformatore 36/0,8 kV/kV da 4 MVA per le Cabine 1, 2, 3, 5, 8 e 15;
 - N.3 costituita da N.1 trasformatore 36/0,8 kV/kV da 3,15 MVA per le Cabine 4, 6 e 13;
- N° 3 Magazzino-Sala controllo;
- N° 3 Ufficio O&M - Security;
- le dorsali di cavo interrato a 36 kV per il vettoriamento dell'energia prodotta dalle 16 sezioni di sottocampo verso le Cabine Generali (CG1-CG2-CG3-CGEN);
- la realizzazione di una nuova SE a **36 kV** sita in contrada “**Fegotto**” nel comune di **Chiaramonte Gulfi** (RG), al fine di collegare l'impianto alla rete RTN di Terna.
- La realizzazione del collegamento in **cavidotto interrato a 150 kV** tra la nuova SE a 36 kV e l'esistente SE “Chiaramonte Gulfi” di Terna.
- Una rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica e/o RS485 per il controllo dell'impianto agrovoltaiico (parametri elettrici relativi alla generazione di energia e controllo delle strutture tracker) e

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 25/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

trasmissione dati via modem o via satellite;

- Una rete elettrica interna a bassa tensione per l’alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (controllo, sicurezza, illuminazione, TVCC, forza motrice ecc.) e dei tracker (motore di azionamento).
- Opere civili di servizio, costituite principalmente da basamenti cabine/power station, container magazzini e sala controllo prefabbricati, opere di viabilità, posa cavi, recinzione.

Il **layout generale dell’impianto** è riportato nella Tavola **PVI1EPD0010A0-Layout impianto FV su CTR**.

5 COMPONENTI DELL’IMPIANTO AGROVOLTAICO

5.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>21%) e ad elevata potenza nominale (**670 Wp**). Questa soluzione, che permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell’impianto, **ottimizza l’occupazione del suolo**, nel pieno rispetto del punto 16.1.C della Parte IV “*Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*” del DM 10.09.2010 che prescrive: “*il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili*”.

Per la tipologia di impianto ad inseguimento monoassiale, **per ridurre gli ombreggiamenti a terra e quindi evitare la sterilizzazione del suolo**, è previsto l’utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali o, quantomeno, di moduli fotovoltaici monofacciali con EVA trasparente e doppio vetro. Tale scelta è in accordo con il punto 16.1.F della Parte IV “*Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*” del DM 10.09.2010 che prescrive:” *la ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi, volti ad ottenere una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell’armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico;*”.

La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva cercando di favorire la filiera di produzione locale.

Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell’impianto sono riportate nella seguinte tabella (Tab. 5.1-1):

GRANDEZZA CARATTERISTICA	VALORE
Tecnologia:	Monocristallino Bifacciale
Potenza massima (Pmax) Wp:	670
V_{oc} Tensione a circuito aperto STC [V]:	45,7
I_{sc} Corrente di corto circuito STC [A]:	18,5
Lunghezza x Larghezza x Spessore [mm]:	2.384 x 1.303 x 35
Classe di isolamento:	II
Massima tensione d’isolamento [V]	1.500

Tab. 5.1-1 Caratteristiche Moduli fotovoltaici

Nella parte posteriore di ogni modulo sono collocate le scatole di giunzione per il collegamento dei moduli al resto dell’impianto. Tali scatole, che hanno grado di protezione meccanica IP55, sono dotate di diodi di by-pass per evitare il flusso di corrente in direzione inversa (ad esempio in caso di ombreggiamento dei moduli) e conseguenti fenomeni di hotspot che potrebbero danneggiare i moduli stessi.

I moduli sono marcati CE e sono certificati in classe di isolamento II e rispondenti alla norma CEI 82-25.



Fig. 5.1-1 Tipico Modulo fotovoltaico Bifacciale

5.2 Stringhe Fotovoltaiche

I moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in serie attraverso dei connettori di tipo maschio-femmina (tipo MC4 e/o MC3), formando una “**Stringa Fotovoltaica**”. Ogni stringa è formata da **28 moduli**, per un totale di **2777** stringhe per l’intero l’impianto agrovoltaico.

La seguente figura 5.2-1 riporta un tipico del cablaggio di una stringa fotovoltaica:

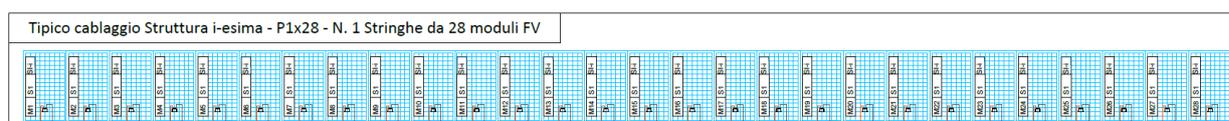


Fig. 5.2-1 Tipico Cablaggio Stringa

Le stringhe sono collegate direttamente all’inverter tramite cavi DC. Gli inverters sono installati all’esterno, sotto le vele, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza.

L'intero impianto agrovoltaiico contiene N. **2777** Stringhe, così suddivise:

- Campo 1:** N. **156** Stringhe, per un totale di **4.368** Moduli FV;
- Campo 2:** N. **161** Stringhe, per un totale di **4.508** Moduli FV;
- Campo 3:** N. **149** Stringhe, per un totale di **4.172** Moduli FV;
- Campo 4:** N. **127** Stringhe, per un totale di **3.556** Moduli FV;
- Campo 5:** N. **154** Stringhe, per un totale di **4.312** Moduli FV;
- Campo 6:** N. **98** Stringhe, per un totale di **2.744** Moduli FV;
- Campo 7:** N. **200** Stringhe, per un totale di **5.600** Moduli FV;
- Campo 8:** N. **163** Stringhe, per un totale di **4.564** Moduli FV;
- Campo 9:** N. **248** Stringhe, per un totale di **6.944** Moduli FV;
- Campo 10:** N. **177** Stringhe, per un totale di **4.956** Moduli FV;
- Campo 11:** N. **196** Stringhe, per un totale di **5.488** Moduli FV;
- Campo 12:** N. **263** Stringhe, per un totale di **7.364** Moduli FV;
- Campo 13:** N. **119** Stringhe, per un totale di **3.332** Moduli FV;
- Campo 14:** N. **209** Stringhe, per un totale di **5.582** Moduli FV;
- Campo 15:** N. **135** Stringhe, per un totale di **3.780** Moduli FV;
- Campo 16:** N. **222** Stringhe, per un totale di **6.216** Moduli FV;

Ognuno degli inverter installati può ricevere in ingresso al più N. **14** ingressi a polarità suddivisi su N.**3** ingressi MPPT (4/5/5).

Gli schemi elettrici degli elaborati **PVI1EPD0015A0/30A0– Layout e schema elettrico CC - Sottocampo 1-16** riportano la distribuzione delle stringhe ed il numero delle stringhe caratterizzate da N. **10, 11, 12 o 13** ingressi.

Le caratteristiche elettriche di una stringa fotovoltaica, formata da n. 28 moduli FV collegati in serie, sono di seguito riportate:

Stringa con moduli da 670 Wp	
Numero di moduli fotovoltaici	28 (connessi in serie)
Tensione al punto massima potenza Vmpp (STC)	45,70 x 28 = 1.279,60 V
Corrente al punto di massima potenza Impp (STC)	18,45 A
Potenza nominale di picco (STC)	18.760,00 Wp

Tab. 5.2-1 Caratteristiche elettriche stringa fotovoltaica

Inoltre, poiché il numero di stringhe connesse in parallelo nei rispettivi inverter è variabile, è possibile distinguere diverse configurazioni, in particolare avremo:

- Inverter da **200 kWp** con N.**10** stringhe formate da 28 moduli di 670 Wp;
- Inverter da **200 kWp** con N.**11** stringhe formate da 28 moduli di 670 Wp;
- Inverter da **200 kWp** con N.**12** stringhe formate da 28 moduli di 670 Wp;
- Inverter da **200 kWp** con N.**13** stringhe formate da 28 moduli di 670 Wp.

5.3 Gruppo di conversione CC/CA

Inverter

L’energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente continua è veicolata negli Inverters di ognuno dei N. **16 Sottocampi**.

Gli inverter sono del tipo “di stringa” e potranno essere installati all’esterno in corrispondenza della vela del tracker.

Gli inverter sono dotati di idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere il lato in corrente alternata, alloggiati in appositi quadri da installare in prossimità degli inverter stessi.

Per il presente progetto è previsto l’impiego di inverter di stringa **Huawei Technologies SUN2000-215/KTL-H3** (Figura 5.3-3 - Inverter di stringa Huawei Technologies).



Figura 5.3-3 - Inverter di stringa Huawei Technologies

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (800 V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l’impianto.

Gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dalle; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 14 input; ciascun ingresso in corrente continua sarà protetto tramite un fusibile dedicato mentre la sezione in corrente alternata sarà protetta tramite interruttore.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 66, saranno installati direttamente sulle vele dei tracker e risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell’impianto FV (intervallo di temperatura ambiente operativa: -20...+50 °C).

L’uscita in corrente alternata di ciascun inverter sarà collegata al circuito secondario del trasformatore di potenza BT/AT attraverso un quadro di bassa tensione sul quale sarà effettuato il parallelo di più inverter.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L’inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

Le seguenti tabelle riportano le principali caratteristiche tecniche degli inverter selezionati utilizzati nella definizione del progetto:

- **Tipologia Gruppo di Conversione CC/CA:**

GRANDEZZA CARATTERISTICA	VALORE
Tensione Massima in Ingresso [V]	1500 V
Tensione di Uscita alla P _{nom} [V]	0,8 kV
Frequenza di uscita	50 Hz
cos φ	0,8-1
Grado di protezione	IP66
Range di temperatura di funzionamento	-25 +60 °C
Massima corrente di corto circuito in ingresso CC [A]	100
Potenza nominale in uscita (CA)	200 kVA
Rendimento europeo	98,6%

Tab. 5.3-2 Caratteristiche sistema di Conversione CC/CA

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell’inverter di stringa sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all’esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. L’architettura d’impianto non subirà comunque alcuna variazione significativa.

Trasformatore:

Il trasformatore elevatore è di tipo a secco o isolato in olio. In quest’ultimo caso è prevista una vasca di raccolta dell’olio in acciaio inox, adeguatamente dimensionata.

Il trasformatore è corredato dei relativi dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, relè Buchholtz., ecc..

Quadro AT/BT

All’interno della cabina di trasformazione, nel comparto AT/BT, è installato il Quadro AT/BT, composto da 4 o 5 scomparti, a seconda che avvenga un entra-esci verso un’altra cabina o meno (Cella AT/BT arrivo, partenza e trasformatore).

La seguente figura (Fig. 5.3-4) mostra un tipico schema elettrico di un Gruppo di Conversione che comprende sia il lato CC che quello CA:

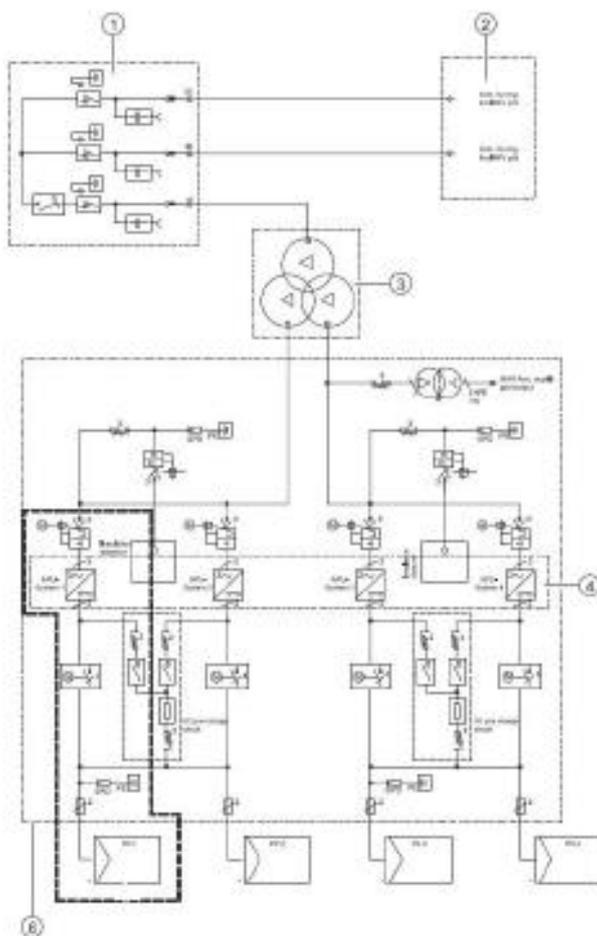


Fig. 5.3-4 Schema elettrico Gruppo di Conversione CC/CA

Compartimento BT

All'interno della cabina trasformatore, nel comparto BT, sono installate le seguenti apparecchiature di bassa tensione:

- Quadro BT per il parallelo degli inverters facenti parte del sottocampo;
- Quadro BT per alimentazioni ausiliarie (F.M., illuminazione, ausiliari quadri, ecc);
- Pannello contatori per la misura dell'energia attiva prodotta;
- UPS per alimentazioni ausiliarie delle apparecchiature di monitoraggio d'impianto alloggiato nella cabina di trasformazione;
- Trasformatore di tensione per i servizi ausiliari.

5.4 Strutture di Sostegno

L'impianto in progetto, del tipo ad **inseguimento monoassiale (inseguitori di rotolito)**, 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 **5,50 m**), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla successiva Figura 5.4-1:

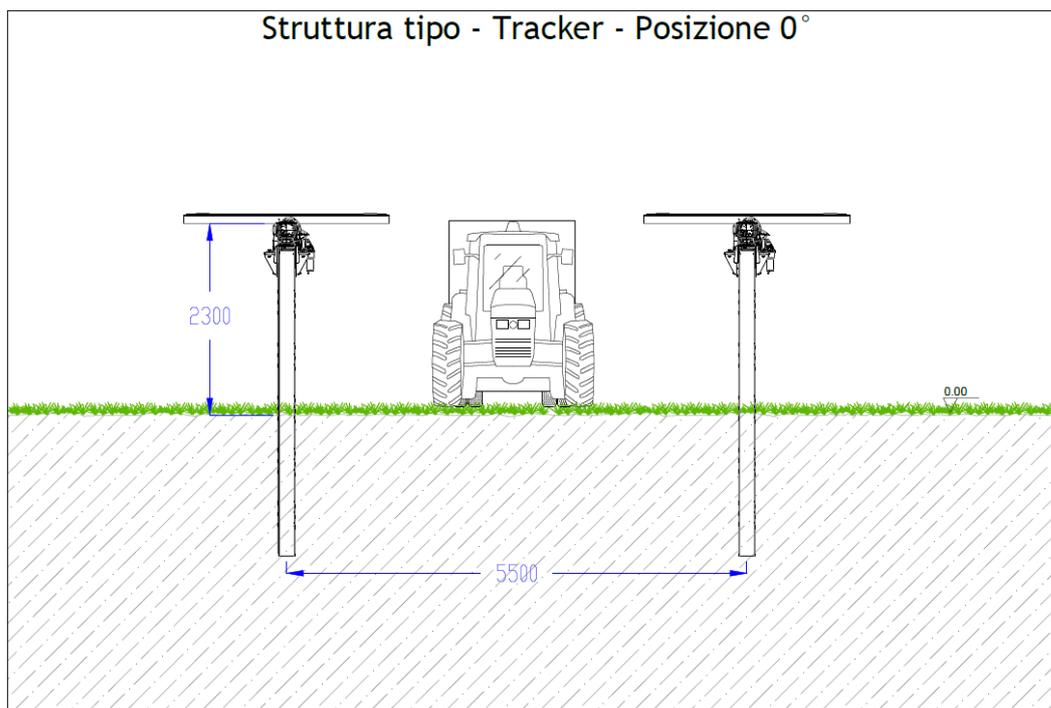


Fig. 5.4-1 Tipico struttura di supporto – Vista posizione 0°

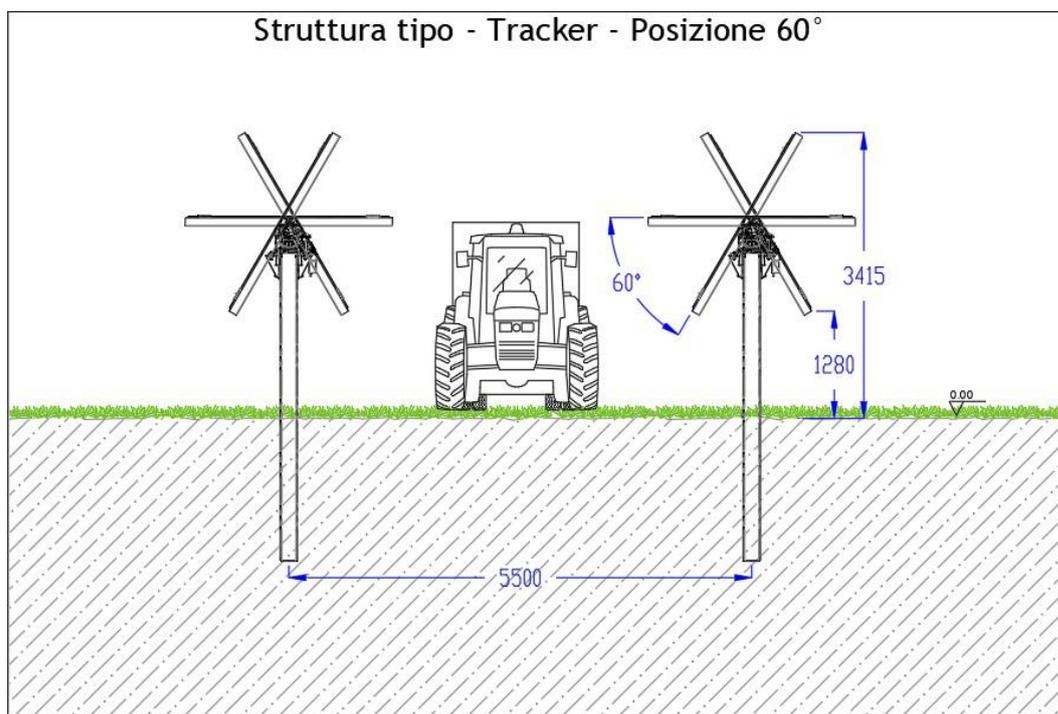


Fig. 5.4-1 Tipico struttura di supporto – Vista posizione 60°

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti (si veda la Figura 5.4-2):

- 1) I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
- 2) La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in acciaio, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale 28 moduli disposti su una fila in verticale);

3) L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.



Fig. 5.4-2 Componenti struttura di supporto

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione.

La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto agrovoltaico (il silicio monocristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la **tecnica del backtracking**, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto agrovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 33/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in modo che l'altezza massima raggiunta dai moduli è circa **3,36** m (sempre in corrispondenza della massima inclinazione dei moduli).

La tipologia di struttura prescelta, considerata la distanza tra le strutture (**5,50** m di interasse), gli ingombri e l'altezza del montante principale (>2 m), si presta ad una perfetta integrazione tra impianto agrovoltaiico ed attività agricole.

Il disegno tipico delle strutture di sostegno è rappresentato nelle Tavole **PVI1EPD0034A0_Layout** impianto FV -Tipico strutture di sostegno.

5.5 Cavi utilizzati all'interno dell'area impianto agrovoltaiico

5.5.1 Cavi solari di stringa

Sono definiti cavi solari di stringa, i cavi che collegano le stringhe (i moduli in serie) ai quadri DC di parallelo e hanno una sezione da 16 mm² (considerando una distanza media dalla stringa di circa 60 m).

I cavi solari di stringa sono alloggiati all'interno del profilato della struttura e interrati per brevi tratti (tra inizio vela e quadro DC di parallelo).

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2 o equivalenti (rame o alluminio), tipicamente utilizzati per le interconnessioni dei vari elementi degli impianti agrovoltaiici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti agrovoltaiici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40 °C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 4D:

5.5.2 Cavi Solari DC

Sono definiti cavi solari DC, i cavi che collegano i quadri di parallelo DC agli inverter e hanno una sezione unica da 70 mm².

I cavi solari DC sono direttamente interrati e solo in alcuni brevi tratti possono essere posati sulla struttura all'interno del profilato della struttura portamoduli.

I cavi saranno del tipo RG7H1R o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti agrovoltaiici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti agrovoltaiici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘ PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 34/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40°C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 6D).

5.5.3 Cavi Alimentazione Tracker

Sono cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare elettricamente i motori presenti sulle strutture. Potranno essere installati nei quadri di distribuzione per alimentare più motori contemporaneamente. Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura) che interrati, a seconda del percorso previsto dal quadro BT del sottocampo di appartenenza fino al motore elettrico da alimentare.

Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC di qualità R16 (tipo FG16(O)R16).

5.5.4 Cavi Dati

Costituiscono i cavi di trasmissione dati riguardanti i vari sistemi (fotovoltaico, trackers, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche, sistemi di sicurezza, connessione verso l'esterno, ecc.)

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- Cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata;
- Cavo in F.O., per i tratti più lunghi.

5.5.5 Cavi 36 kV interni all'impianto agrovoltaiico

I cavi (di progetto a 36 kV) **interni** all'impianto agrovoltaiico collegano i vari gruppi di conversione tra loro fino alle Cabine di sottocampo (PS01÷PS16) poste ognuna all'interno dei quattro lotti fotovoltaici FV1, FV2, FV3 e FV4.

Da tali cabine, partono i cavi (di progetto a 36 kV) **esterni** che raggiungono le Cabine Generale CG1, CG2, CG3 e CGEN.

Il tracciato dei cavi **interni al perimetro dell'impianto agrovoltaiico** interessa il collegamento dei N. **255** gruppi di conversione tra loro, collegati a gruppi in **configurazione radiale**, in particolare si realizzeranno **n. 16 cavidotti** interni, come di seguito descritti:

- Il **primo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 1 alla cabina generale CGEN-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **515 m**.
- Il **secondo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 2 alla cabina generale CGEN-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **1060 m**.
- Il **terzo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 3 alla cabina del sottocampo 7; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **1045 m**.

- Il **quarto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 4 alla cabina del sottocampo 3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **440 m**.
- Il **quinto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 5 alla cabina del sottocampo 6; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **110 m**.
- Il **sesto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 6 alla cabina generale CG1-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **240 m**.
- Il **settimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 7 alla cabina generale CG1-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **340 m**.
- L'**ottavo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 8 alla cabina generale CG1-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **160 m**.
- Il **nono circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 9 alla cabina generale CG1-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **230 m**.
- Il **decimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 10 alla cabina generale CG2-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **205 m**.
- L'**undicesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 11 alla cabina del sottocampo 10; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **410 m**.
- Il **dodicesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 12 alla cabina del sottocampo 11; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **460 m**.
- Il **tredecimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 13 alla cabina generale CG2-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **995 m**.
- Il **quattordicesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 14 alla cabina generale CG3-FV; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **145 m**.
- Il **quindicesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 15 alla cabina del sottocampo 14; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **665 m**.
- Il **sedicesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 16 alla cabina del sottocampo 15; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **200 m**.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiaramonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 36/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

6 CONCLUSIONI: ATTUALITÀ DEL PROGETTO

I benefici derivanti dall’applicazione della tecnologia agrovoltaiica sono molteplici. Oltre ai benefici strettamente legati all’utilizzo di una fonte rinnovabile è importante citare le ricadute positive sul tessuto produttivo dell’area interessata: la tecnologia dell’impianto proposto prevede nella realizzazione dell’impianto un largo coinvolgimento delle maestranze locali permettendo la valorizzazione delle attività locali ed offrendo una prospettiva di crescita tecnologica e economica, occupazione e sviluppo.

Inoltre, eseguendo un confronto con altre tecnologie di fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico etc..) si evidenzia che la tecnologia scelta per il presente progetto risulta rispettosa dell’ambiente, del territorio e del sistema elettrico nazionale, permettendo elevate efficienze di conversione, ridotta superficie occupata a parità di energia resa. Ciò garantisce una prospettiva di impatto ambientale minimo, coerente con un concetto di “generazione sostenibile” e con il desiderio della comunità e delle amministrazioni locali.

Dalla lettura della normativa e della bibliografia settoriale, appare evidente l’importanza di una diversificazione nei metodi di produzione dell’energia elettrica. I crescenti consumi energetici ed il contestuale aumento del costo di produzione dell’energia, specialmente legato all’aumento del prezzo d’acquisto del petrolio, e, cosa importante, l’accresciuta sensibilità ambientale dei cittadini e delle istituzioni, spingono all’introduzione di sistemi di generazione come quello in oggetto, in grado sia di limitare la dipendenza della Nazione dagli stati produttori di combustibili fossili sia di tutelare l’ambiente in cui viviamo, sistemi che ci avvicineranno, non solo a parole, a quello sviluppo sostenibile da più parti auspicato.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nei comuni di Vittoria e Chiamonte Gulfi da 52,09652 MWp denominato – Vittoria Agrovoltaiico – Elaborato: ‘PVI1REL0004A0 - Relazione specialistica	Data: 10/06/2022	Rev. Rev. 0	Pagina Page 37/37
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

ALLEGATO 1 – CALCOLO PRODUCIBILITÀ IMPIANTO

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Impianto FV_Vittoria

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 52.10 MWc

Vittoria - Italia

Autore

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)



Progetto: Impianto FV_Vittoria

Variante: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico Vittoria Italia	Ubicazione Latitudine 37.01 °N Longitudine 14.53 °E Altitudine 204 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Vittoria PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Orientamento campo FV Orientamento Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking) Algoritmo dell'inseguimento Ottimizzazione irraggiamento Backtracking attivato	Ombre vicine Ombre lineari
Informazione sistema Campo FV Numero di moduli 77756 unità Pnom totale 52.10 MWc	Inverter Numero di unità 255 unità Pnom totale 51.00 MWac Rapporto Pnom 1.022	
Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta 111 GWh/anno	Prod. Specif. 2129 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 88.49 %
-------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	15
Risultati principali	16
Diagramma perdite	17
Grafici speciali	18



Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S
 Asse dell'azimut 0 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Ottimizzazione irraggiamento
 Backtracking attivato

Campo con backtracking

N. di eliostati 2780 unità
 Campo (array) identico

Dimensioni

Distanza eliostati 5.50 m
 Larghezza collettori 2.38 m
 Fattore occupazione (GCR) 43.3 %
 Phi min / max +/- 60.0 °

Strategia Backtracking

Limiti phi +/- 64.1 °
 Distanza tavole backtracking 5.50 m
 Larghezza backtracking 2.38 m

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez
 Diffuso Importato
 Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Ombre lineari

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema a moduli bifacciali

Modello Calcolo 2D
 eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 5.50 m
 ampiezza eliostati 2.38 m
 GCR 43.3 %
 Altezza dell'asse dal suolo 2.30 m

Definizioni per il modello bifacciale

Media albedo del suolo 0.17
 Fattore di Bifaccialità 70 %
 Ombreg. posteriore 5.0 %
 Perd. Mismatch post. 10.0 %
 Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Valori mensili di Albedo al suolo

Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Sett.	Ott.	Nov.	Dic.	Anno
0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17	0.18	0.17	0.16	0.16	0.16	0.16	0.17

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore Trina Solar
 Modello TSM-670DEG21C.20
 (definizione customizzata dei parametri)
 Potenza nom. unit. 670 Wp
 Numero di moduli FV 77756 unità
 Nominale (STC) 52.10 MWc

Inverter

Costruttore Huawei Technologies
 Modello SUN2000-215KTL-H3
 (definizione customizzata dei parametri)
 Potenza nom. unit. 200 kWac
 Numero di inverter 255 unità
 Potenza totale 51000 kWac

Campo #1 - Sottocampo #1_10S

Numero di moduli FV 840 unità
 Nominale (STC) 563 kWc
 Moduli 30 Stringhe x 28 In serie

Numero di inverter 3 unità
 Potenza totale 600 kWac

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 515 kWc
 U mpp 972 V
 I mpp 530 A

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
 Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
 Rapporto Pnom (DC:AC) 0.94

**PVsyst V7.2.16**VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16**Progetto: Impianto FV_Vittoria**

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV**Campo #2 - Sottocampo #1_11S**

Numero di moduli FV 1848 unità
Nominale (STC) 1238 kWc
Moduli 66 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1132 kWc
U mpp 972 V
I mpp 1165 A

Numero di inverter 6 unità
Potenza totale 1200 kWac

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.03

Campo #3 - Sottocampo #1_12S

Numero di moduli FV 1680 unità
Nominale (STC) 1126 kWc
Moduli 60 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1029 kWc
U mpp 972 V
I mpp 1059 A

Numero di inverter 5 unità
Potenza totale 1000 kWac

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.13

Campo #4 - Sottocampo #2_10S

Numero di moduli FV 1680 unità
Nominale (STC) 1126 kWc
Moduli 60 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1029 kWc
U mpp 972 V
I mpp 1059 A

Numero di inverter 6 unità
Potenza totale 1200 kWac

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.94

Campo #5 - Sottocampo #2_11S

Numero di moduli FV 2156 unità
Nominale (STC) 1445 kWc
Moduli 77 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1321 kWc
U mpp 972 V
I mpp 1360 A

Numero di inverter 7 unità
Potenza totale 1400 kWac

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.03

Campo #6 - Sottocampo #2_12S

Numero di moduli FV 672 unità
Nominale (STC) 450 kWc
Moduli 24 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 412 kWc
U mpp 972 V
I mpp 424 A

Numero di inverter 2 unità
Potenza totale 400 kWac

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.13

Campo #7 - Sottocampo #3_10S

Numero di moduli FV 1960 unità
Nominale (STC) 1313 kWc
Moduli 70 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1201 kWc
U mpp 972 V
I mpp 1236 A

Numero di inverter 7 unità
Potenza totale 1400 kWac

Voltaggio di funzionamento 500-1500 V
Potenza max. (=>25°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.94



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16

Progetto: Impianto FV_Vittoria

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #8 - Sottocampo #3_11S

Numero di moduli FV	1540 unità	Numero di inverter	5 unità
Nominale (STC)	1032 kWc	Potenza totale	1000 kWac
Moduli	55 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	944 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	971 A		

Campo #9 - Sottocampo #3_12S

Numero di moduli FV	672 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	450 kWc	Potenza totale	400 kWac
Moduli	24 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	412 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	424 A		

Campo #10 - Sottocampo #4_10S

Numero di moduli FV	2240 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	1501 kWc	Potenza totale	1600 kWac
Moduli	80 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1373 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	1413 A		

Campo #11 - Sottocampo #4_11S

Numero di moduli FV	308 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	206 kWc	Potenza totale	200 kWac
Moduli	11 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	189 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	194 A		

Campo #12 - Sottocampo #4_12S

Numero di moduli FV	1008 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	675 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	36 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	618 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	636 A		

Campo #13 - Sottocampo #5_10S

Numero di moduli FV	560 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	375 kWc	Potenza totale	400 kWac
Moduli	20 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	343 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	353 A		

**PVsyst V7.2.16**VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16**Progetto: Impianto FV_Vittoria**

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV**Campo #14 - Sottocampo #5_11S**

Numero di moduli FV	3080 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	2064 kWc	Potenza totale	2000 kWac
Moduli	110 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1887 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	1942 A		

Campo #15 - Sottocampo #5_12S

Numero di moduli FV	672 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	450 kWc	Potenza totale	400 kWac
Moduli	24 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	412 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	424 A		

Campo #16 - Sottocampo #6_10S

Numero di moduli FV	280 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	188 kWc	Potenza totale	200 kWac
Moduli	10 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	172 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	177 A		

Campo #17 - Sottocampo #6_11S

Numero di moduli FV	2464 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	1651 kWc	Potenza totale	1600 kWac
Moduli	88 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1510 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	1554 A		

Campo #18 - Sottocampo #7_10S

Numero di moduli FV	2240 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	1501 kWc	Potenza totale	1600 kWac
Moduli	80 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1373 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	1413 A		

Campo #19 - Sottocampo #7_12S

Numero di moduli FV	3360 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	2251 kWc	Potenza totale	2000 kWac
Moduli	120 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2059 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	2119 A		

**PVsyst V7.2.16**VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16**Progetto: Impianto FV_Vittoria**

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV**Campo #20 - Sottocampo #8_10S**

Numero di moduli FV	1960 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	1313 kWc	Potenza totale	1400 kWac
Moduli	70 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1201 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	1236 A		

Campo #21 - Sottocampo #8_11S

Numero di moduli FV	924 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	619 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	33 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	566 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	583 A		

Campo #22 - Sottocampo #8_12S

Numero di moduli FV	1680 unità	Numero di inverter	5 unità
Nominale (STC)	1126 kWc	Potenza totale	1000 kWac
Moduli	60 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1029 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	1059 A		

Campo #23 - Sottocampo #9_10S

Numero di moduli FV	2240 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	1501 kWc	Potenza totale	1600 kWac
Moduli	80 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1373 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	1413 A		

Campo #24 - Sottocampo #9_11S

Numero di moduli FV	3696 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	2476 kWc	Potenza totale	2400 kWac
Moduli	132 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2265 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	2331 A		

Campo #25 - Sottocampo #9_12S

Numero di moduli FV	1008 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	675 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	36 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	618 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	636 A		

**PVsyst V7.2.16**VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16**Progetto: Impianto FV_Vittoria**

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV**Campo #26 - Sottocampo #10_10S**

Numero di moduli FV	280 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	188 kWc	Potenza totale	200 kWac
Moduli	10 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	172 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	177 A		

Campo #27 - Sottocampo #10_11S

Numero di moduli FV	4312 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	2889 kWc	Potenza totale	2800 kWac
Moduli	154 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2642 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	2719 A		

Campo #28 - Sottocampo #10_13S

Numero di moduli FV	364 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	244 kWc	Potenza totale	200 kWac
Moduli	13 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	223 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
I mpp	230 A		

Campo #29 - Sottocampo #11_10S

Numero di moduli FV	1120 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	750 kWc	Potenza totale	800 kWac
Moduli	40 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	686 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	706 A		

Campo #30 - Sottocampo #11_11S

Numero di moduli FV	3696 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	2476 kWc	Potenza totale	2400 kWac
Moduli	132 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2265 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	2331 A		

Campo #31 - Sottocampo #11_12S

Numero di moduli FV	672 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	450 kWc	Potenza totale	400 kWac
Moduli	24 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	412 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	424 A		



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16

Progetto: Impianto FV_Vittoria

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #32 - Sottocampo #12_10S

Numero di moduli FV	1120 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	750 kWc	Potenza totale	800 kWac
Moduli	40 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	686 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	706 A		

Campo #33 - Sottocampo #12_11S

Numero di moduli FV	5236 unità	Numero di inverter	17 unità
Nominale (STC)	3508 kWc	Potenza totale	3400 kWac
Moduli	187 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	3208 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	3302 A		

Campo #34 - Sottocampo #12_12S

Numero di moduli FV	1008 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	675 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	36 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	618 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	636 A		

Campo #35 - Sottocampo #13_10S

Numero di moduli FV	1400 unità	Numero di inverter	5 unità
Nominale (STC)	938 kWc	Potenza totale	1000 kWac
Moduli	50 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	858 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	883 A		

Campo #36 - Sottocampo #13_11S

Numero di moduli FV	924 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	619 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	33 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	566 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	583 A		

Campo #37 - Sottocampo #13_12S

Numero di moduli FV	1008 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	675 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	36 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	618 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	636 A		



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16

Progetto: Impianto FV_Vittoria

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #38 - Sottocampo #14_10S

Numero di moduli FV	1960 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	1313 kWc	Potenza totale	1400 kWac
Moduli	70 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1201 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	1236 A		

Campo #39 - Sottocampo #14_11S

Numero di moduli FV	1848 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1238 kWc	Potenza totale	1200 kWac
Moduli	66 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1132 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	1165 A		

Campo #40 - Sottocampo #14_12S

Numero di moduli FV	1680 unità	Numero di inverter	5 unità
Nominale (STC)	1126 kWc	Potenza totale	1000 kWac
Moduli	60 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1029 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
I mpp	1059 A		

Campo #41 - Sottocampo #14_13S

Numero di moduli FV	364 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	244 kWc	Potenza totale	200 kWac
Moduli	13 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	223 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
I mpp	230 A		

Campo #42 - Sottocampo #15_10S

Numero di moduli FV	840 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	563 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	30 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	515 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94
I mpp	530 A		

Campo #43 - Sottocampo #15_11S

Numero di moduli FV	924 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	619 kWc	Potenza totale	600 kWac
Moduli	33 Stringhe x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	566 kWc	Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
U mpp	972 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	583 A		

**PVsyst V7.2.16**VC0, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16**Progetto: Impianto FV_Vittoria**

Variante: Nuova variante di simulazione

Studio Tecnico Ing. Antonio Nastri (Italy)

Caratteristiche campo FV**Campo #44 - Sottocampo #15_12S**

Numero di moduli FV	2016 unità
Nominale (STC)	1351 kWc
Moduli	72 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	1235 kWc
U mpp	972 V
I mpp	1271 A

Numero di inverter	6 unità
Potenza totale	1200 kWac
Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13

Campo #45 - Sottocampo #16_10S

Numero di moduli FV	4200 unità
Nominale (STC)	2814 kWc
Moduli	150 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2573 kWc
U mpp	972 V
I mpp	2649 A

Numero di inverter	15 unità
Potenza totale	3000 kWac
Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.94

Campo #46 - Sottocampo #16_11S

Numero di moduli FV	616 unità
Nominale (STC)	413 kWc
Moduli	22 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	377 kWc
U mpp	972 V
I mpp	388 A

Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	400 kWac
Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03

Campo #47 - Sottocampo #16_12S

Numero di moduli FV	672 unità
Nominale (STC)	450 kWc
Moduli	24 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	412 kWc
U mpp	972 V
I mpp	424 A

Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	400 kWac
Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13

Campo #48 - Sottocampo #16_13S

Numero di moduli FV	728 unità
Nominale (STC)	488 kWc
Moduli	26 Stringhe x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	446 kWc
U mpp	972 V
I mpp	459 A

Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	400 kWac
Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Potenza max. (=>25°C)	215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22

Potenza PV totale

Nominale (STC)	52097 kWp
Totale	77756 moduli
Superficie modulo	241538 m ²
Superficie cella	226317 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	51000 kWac
Numero di inverter	255 unità
Rapporto Pnom	1.02



Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 2.0 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
 Uc (cost) 29.0 W/m²K
 Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 1.2 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.2 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 1.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.994	0.969	0.929	0.830	0.589	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.32 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - Sottocampo #1_10S

Res. globale campo 20 mΩ
 Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #3 - Sottocampo #1_12S

Res. globale campo 15 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #5 - Sottocampo #2_11S

Res. globale campo 12 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #7 - Sottocampo #3_10S

Res. globale campo 13 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #9 - Sottocampo #3_12S

Res. globale campo 38 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #11 - Sottocampo #4_11S

Res. globale campo 82 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #13 - Sottocampo #5_10S

Res. globale campo 45 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #15 - Sottocampo #5_12S

Res. globale campo 38 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #17 - Sottocampo #6_11S

Res. globale campo 10 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #19 - Sottocampo #7_12S

Res. globale campo 7.6 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #21 - Sottocampo #8_11S

Res. globale campo 27 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #23 - Sottocampo #9_10S

Res. globale campo 11 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - Sottocampo #1_11S

Res. globale campo 14 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - Sottocampo #2_10S

Res. globale campo 15 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #6 - Sottocampo #2_12S

Res. globale campo 38 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #8 - Sottocampo #3_11S

Res. globale campo 16 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #10 - Sottocampo #4_10S

Res. globale campo 11 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #12 - Sottocampo #4_12S

Res. globale campo 25 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #14 - Sottocampo #5_11S

Res. globale campo 8.2 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #16 - Sottocampo #6_10S

Res. globale campo 91 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #18 - Sottocampo #7_10S

Res. globale campo 11 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #20 - Sottocampo #8_10S

Res. globale campo 13 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #22 - Sottocampo #8_12S

Res. globale campo 15 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #24 - Sottocampo #9_11S

Res. globale campo 6.9 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC



Perdite DC nel cablaggio

Campo #25 - Sottocampo #9_12S		Campo #26 - Sottocampo #10_10S	
Res. globale campo	25 mΩ	Res. globale campo	91 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #27 - Sottocampo #10_11S		Campo #28 - Sottocampo #10_13S	
Res. globale campo	5.9 mΩ	Res. globale campo	70 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #29 - Sottocampo #11_10S		Campo #30 - Sottocampo #11_11S	
Res. globale campo	23 mΩ	Res. globale campo	6.9 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #31 - Sottocampo #11_12S		Campo #32 - Sottocampo #12_10S	
Res. globale campo	38 mΩ	Res. globale campo	23 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #33 - Sottocampo #12_11S		Campo #34 - Sottocampo #12_12S	
Res. globale campo	4.8 mΩ	Res. globale campo	25 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #35 - Sottocampo #13_10S		Campo #36 - Sottocampo #13_11S	
Res. globale campo	18 mΩ	Res. globale campo	27 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #37 - Sottocampo #13_12S		Campo #38 - Sottocampo #14_10S	
Res. globale campo	25 mΩ	Res. globale campo	13 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #39 - Sottocampo #14_11S		Campo #40 - Sottocampo #14_12S	
Res. globale campo	14 mΩ	Res. globale campo	15 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #41 - Sottocampo #14_13S		Campo #42 - Sottocampo #15_10S	
Res. globale campo	70 mΩ	Res. globale campo	30 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #43 - Sottocampo #15_11S		Campo #44 - Sottocampo #15_12S	
Res. globale campo	27 mΩ	Res. globale campo	13 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #45 - Sottocampo #16_10S		Campo #46 - Sottocampo #16_11S	
Res. globale campo	6.0 mΩ	Res. globale campo	41 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #47 - Sottocampo #16_12S		Campo #48 - Sottocampo #16_13S	
Res. globale campo	38 mΩ	Res. globale campo	35 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC

Perdite sistema

Perdite ausiliarie
Proporzionali alla potenza 0.3 W/kW
0.0 kW dalla soglia di potenza

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT			
Tensione inverter	800 Vac tri		
Fraz. perdite	0.02 % a STC		
Inverter: SUN2000-215KTL-H3		Inverter: SUN2000-215KTL-H3	
Sezione cavi (3 Inv.)	All 3 x 3 x 150 mm ²	Sezione cavi (195 Inv.)	All 195 x 3 x 70 mm ²
Lunghezza media dei cavi	250 m	Lunghezza media dei cavi	0 m
Inverter: SUN2000-215KTL-H3			
Sezione cavi (57 Inv.)	All 57 x 3 x 95 mm ²		
Lunghezza media dei cavi	0 m		



Perdite cablaggio AC

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV	20 kV
Media ciascun inverter	
Conduttori	All 3 x 120 mm ²
Lunghezza	2000 m
Fraz. perdite	0.42 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete	20 kV
Perdite di operazione in STC	
Potenza nominale a STC	51209 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24)	2.66 kW/Inv.
Fraz. perdite	0.08 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.00 mΩ/inv.
Fraz. perdite	1.00 % a STC



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

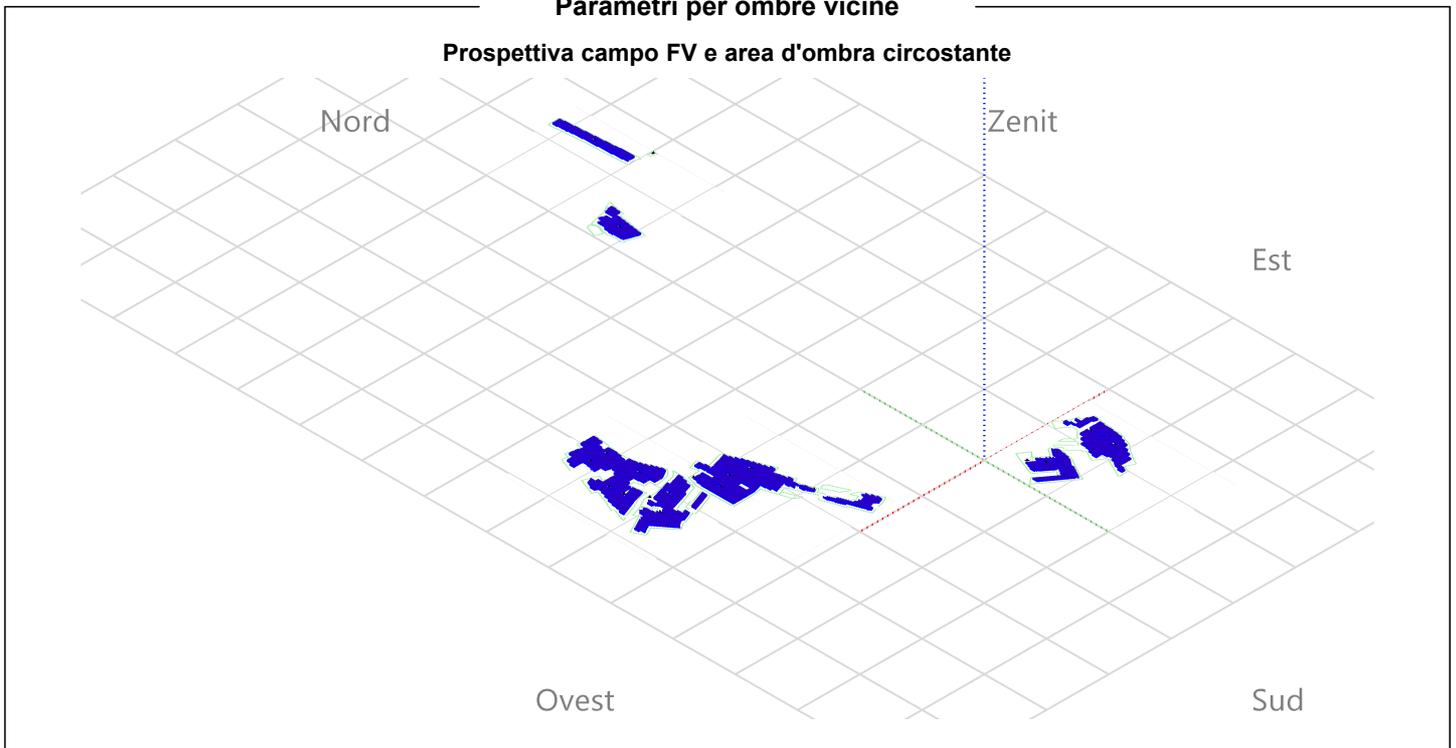
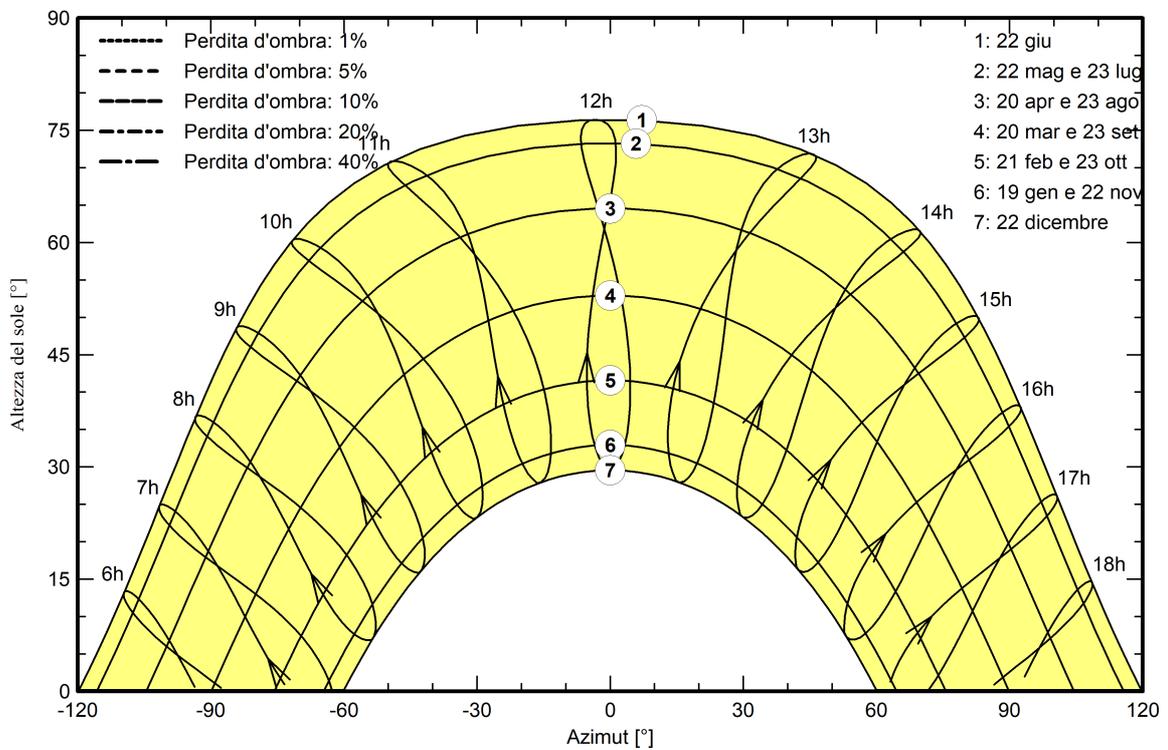


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Progetto: Impianto FV_Vittoria

Variante: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su
13/07/22 13:26
con v7.2.16

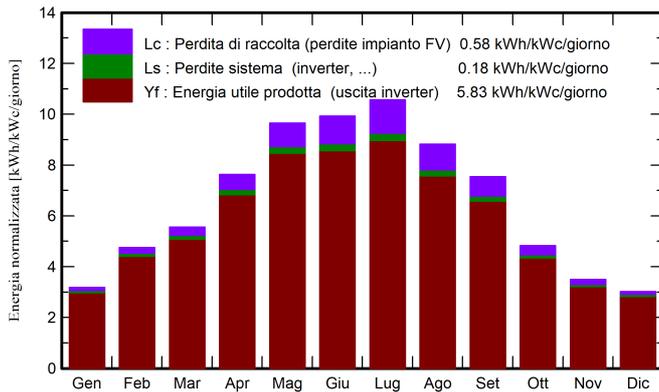
Studio Tecnico Ing. Antonio Natri (Italy)

Risultati principali

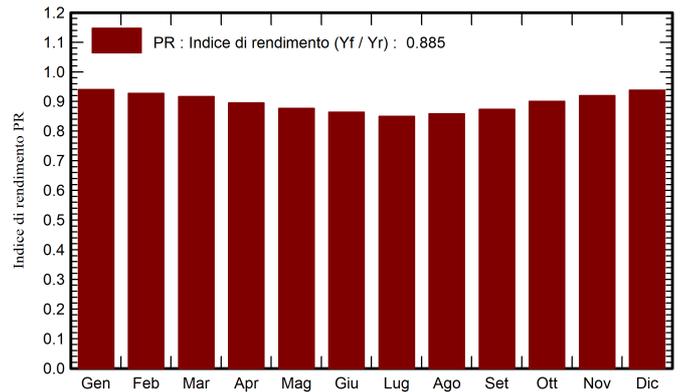
Produzione sistema

Energia prodotta 111 GWh/anno Prod. Specif. 2129 kWh/kWc/anno
Indice di rendimento PR 88.49 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

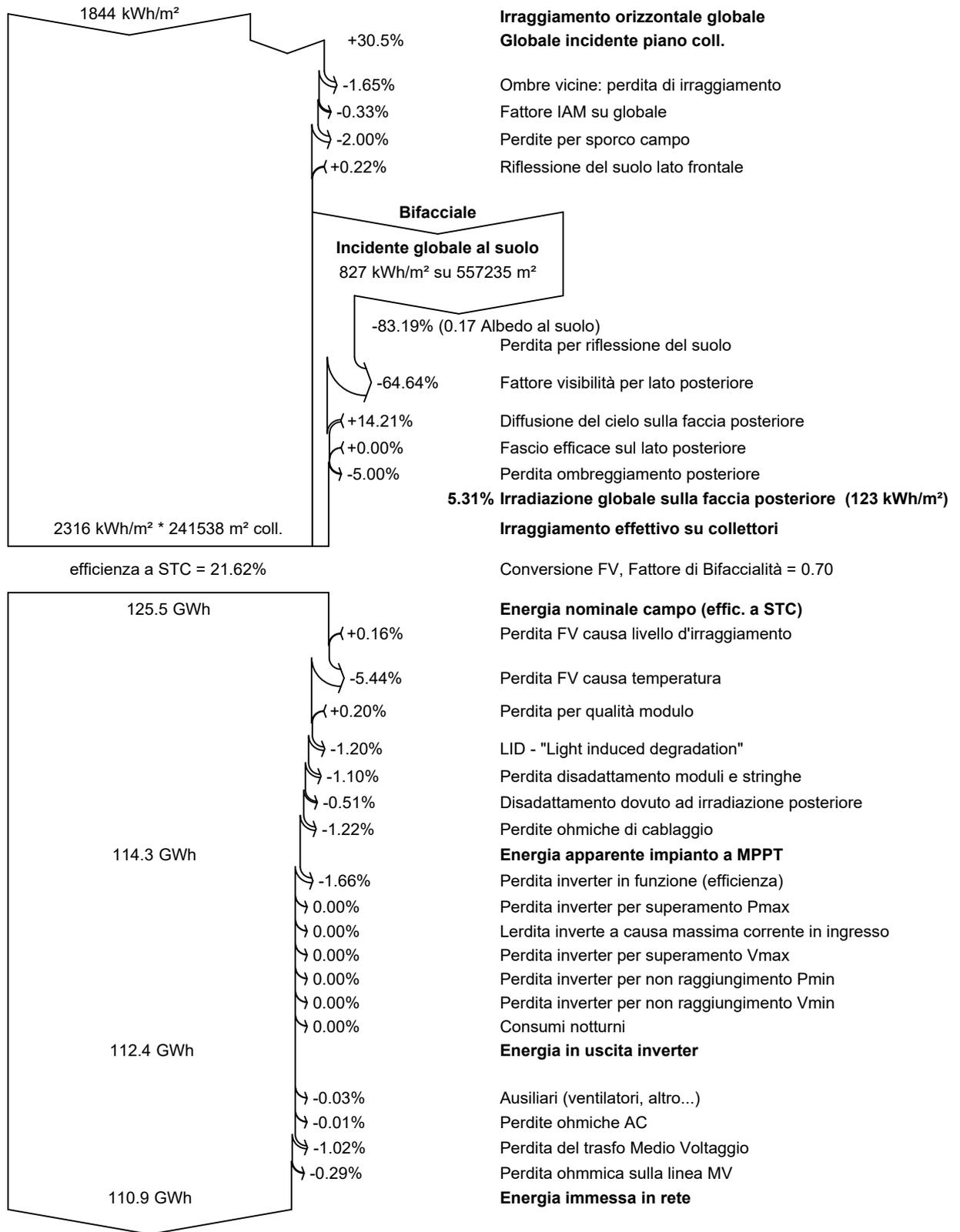
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
Gennaio	74.6	32.41	10.28	98.5	94.3	4.97	4.83	0.940
Febbraio	100.4	36.40	11.55	133.3	128.0	6.62	6.44	0.927
Marzo	133.1	53.95	12.06	172.2	165.7	8.47	8.22	0.916
Aprile	177.4	61.85	15.26	229.0	220.6	11.02	10.68	0.895
Maggio	231.7	69.53	18.69	299.3	288.6	14.11	13.68	0.877
Giugno	232.1	68.65	22.47	297.7	287.1	13.83	13.40	0.864
Luglio	249.6	58.28	25.93	327.5	316.4	14.97	14.50	0.850
Agosto	208.0	62.12	25.35	273.7	263.9	12.62	12.24	0.858
Settembre	171.3	53.93	22.84	226.2	217.8	10.60	10.29	0.873
Ottobre	114.7	49.15	19.29	149.7	143.7	7.23	7.02	0.901
Novembre	80.1	35.96	16.36	105.0	100.6	5.18	5.03	0.920
Dicembre	71.0	30.16	11.35	93.7	89.5	4.71	4.58	0.938
Anno	1844.0	612.39	17.65	2405.8	2316.2	114.32	110.90	0.885

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		



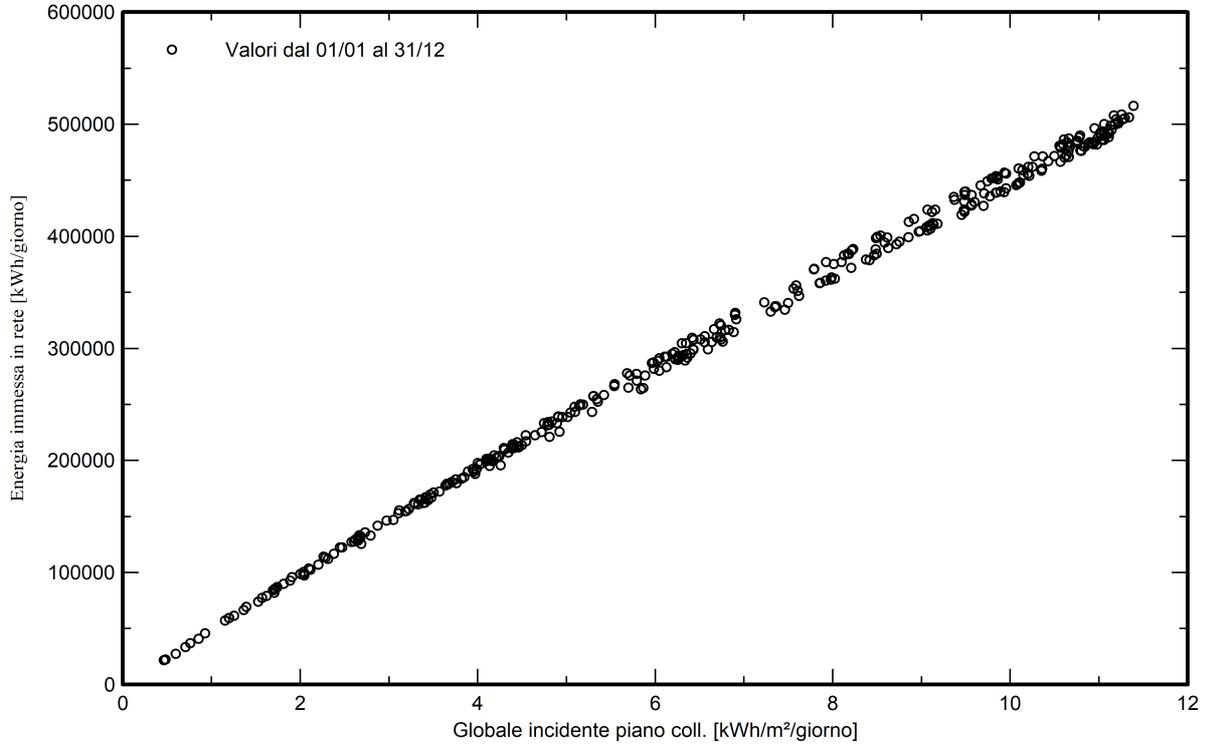
Diagramma perdite





Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

