

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO AGRIVOLTAICO E DELLE RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN**

IMPIANTO PIETROLUPO 02

Comune di MINEO (CT)

Località "Tre Portelle"

**A. PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE
INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI**

OGGETTO

Codice: ITS_PTL02	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A5	Relazione Tecnica Impianto Fotovoltaico

Tipo documento	Data
Progetto definitivo	Ottobre 2022

Progettazione



Progettisti


Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



Proponente



ITS Medora Srl
Via Sebastiano Catania, 317
95123 Catania (CT)
P.IVA 05767670879
pec: itsmedora@pec.it

Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Ottobre 2022	Emissione	AC	AS/QV/ DR	QI

ITS_PTL02_A5_Relazione tecnica impianto fotovoltaico.doc	ITS_PTL02_A5_Relazione tecnica impianto fotovoltaico.pdf
--	--

Il presente elaborato è di proprietà di ITS Medora S.r.l. Non è consentito riprodurlo o comunque utilizzarlo senza autorizzazione di ITS Medora S.r.l.

 INDICE

1. INTRODUZIONE.....	4
2. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO	4
2.1. DESCRIZIONE ELEMENTI PROGETTUALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO.....	4
2.1.1. <i>GENERATORE FOTOVOLTAICO</i>	6
2.1.2. <i>INVERTER</i>	8
2.1.3. <i>STORAGE SYSTEM</i>	12
2.1.3.a. CUBE	13
2.1.3.b. SISTEMA OPERATIVO (OS)	15
2.1.3.c. SISTEMA DI INTELLIGENZA ARTIFICIALE (IQ)	16
2.1.4. <i>CABINA DI TRASFORMAZIONE</i>	16
2.1.5. <i>TRASFORMATORE</i>	19
2.1.6. <i>CABINA DI CONSEGNA</i>	21
2.1.7. <i>STAZIONE DI TRASFORMAZIONE 150/30 KV</i>	21
<i>Descrizione della stazione</i>	22
Descrizione dell’impianto	22
Strade	22
Opere civili stazione elettrica	23
Fabbricati	23
Preparazione del terreno della stazione e recinzioni	24
Strade e piazzali	25
Smaltimento acque meteoriche e fognarie.....	25
Ingressi e recinzioni.....	25
Illuminazione	25
2.1.8. <i>SERVIZI AUSILIARI</i>	26
SISTEMA DI ILLUMINAZIONE.....	26
SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA	26
2.1.9. <i>INFRASTRUTTURE ELETTRICHE</i>	27
Opere elettriche di collegamento dai pannelli fotovoltaici sino alla SE	27
Descrizione del tracciato.....	28
2.1.8.1. Modalità di posa.....	29
Modalità di posa dei cavi MT	29
Posa diretta in trincea	31
Modalità di posa dei conduttori di terra	32
Modalità di posa della fibra ottica.....	32
2.1.8.2. Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrate	33
Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici interrati.....	33
Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione interrati.....	33
Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione	33
Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrate	34
2.1.10. <i>Tracker</i>	35
2.1.11. <i>Sistema di sicurezza dei tracker - Anemometro</i>	36
3. DIMENSIONAMENTO DELL’IMPIANTO	36
3.1. SITO DI INSTALLAZIONE E POTENZA TOTALE IMPIANTO.....	36
3.2. REGIME DI “INSOLAZIONE” DEL SITO.....	37
3.3. PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA	38

3.4.	POSIZIONAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI	39
4.	CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE	40
4.1.	SISTEMA DI PROTEZIONE DA FULMINAZIONI (SPD) DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI	41
4.2.	PROTEZIONE INTERNA DA FULMINAZIONE/PROTEZIONE DEI COMPONENTI ELETTRONICI	42
5.	CONCLUSIONI.....	42

1. INTRODUZIONE

La presente relazione descrive le componenti dell'impianto fotovoltaico, motivando le soluzioni adottate, e ne individua e descrive il funzionamento complessivo; inoltre illustra gli esiti dello studio di fattibilità relativo al progetto agrovoltaico proposto dalla ITS MEDORA Srl ed ubicato in agro del comune di Mineo (CT).

Il progetto agrovoltaico prevede l'installazione di n° 61'056 pannelli fotovoltaici con una potenza massima unitaria di ciascuno fino a 665 Wp. La potenza installata nominale di impianto risulta circa pari a 35 MW.

I pannelli saranno collegati in serie fra loro per un parallelo sugli inverter ciascuno dei quali collegati a n° 8 stringhe e poi dagli inverter alle cabine di trasformazione e successivamente alla cabina di consegna; la cabina di consegna a sua volta si connette, tramite cavo MT interrato, direttamente alla stazione utente 150/30 kV. Da qui l'energia prodotta verrà trasmessa, mediante collegamento in antenna a 150 kV ad una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiaramonte Gulfi - Ciminna".

2. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO

2.1. Descrizione elementi progettuali del parco fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è caratterizzato, dal punto di vista impiantistico, da una struttura piuttosto semplice. Esso è infatti composto da:

- ▲ *Generatore fotovoltaico* costituito da n° 61'056 *pannelli fotovoltaici*, completi di cablaggi elettrici, di potenza nominale fino a max 665 Wp;
- ▲ Impianto elettrico costituito da:
 - *Cavi elettrici* in corrente continua *BT* per:
 - il collegamento delle stringhe (di pannelli fotovoltaici) agli inverter, i cavi sono cablati all'interno dei profili metallici costituenti la struttura di fissaggio dei moduli;
 - il collegamento tra gli inverter e le cabine di trasformazione;
 - *Cavidotto interrato* in *MT* a *30 kV* di collegamento tra le cabine di trasformazione e da queste ultime alla cabina di consegna e poi alla stazione di trasformazione 150/30 kV;

- Sistema di storage (accumulo): realizzato mediante la posa in opera di container attrezzati atti ad ospitare dei sistemi di accumulo¹;
 - Una *stazione di trasformazione 150/30 kV* completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);
 - Un *elettrodotto a 150 kV* di collegamento in antenna dalla stazione di trasformazione alla Stazione Elettrica 380/150 kV di Terna SpA, per la connessione del parco fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).
- ▲ Opere civili di servizio, costituite principalmente dall'eventuale struttura di fondazione dei pannelli, dalle opere di viabilità e cantierizzazione e dai cavidotti.

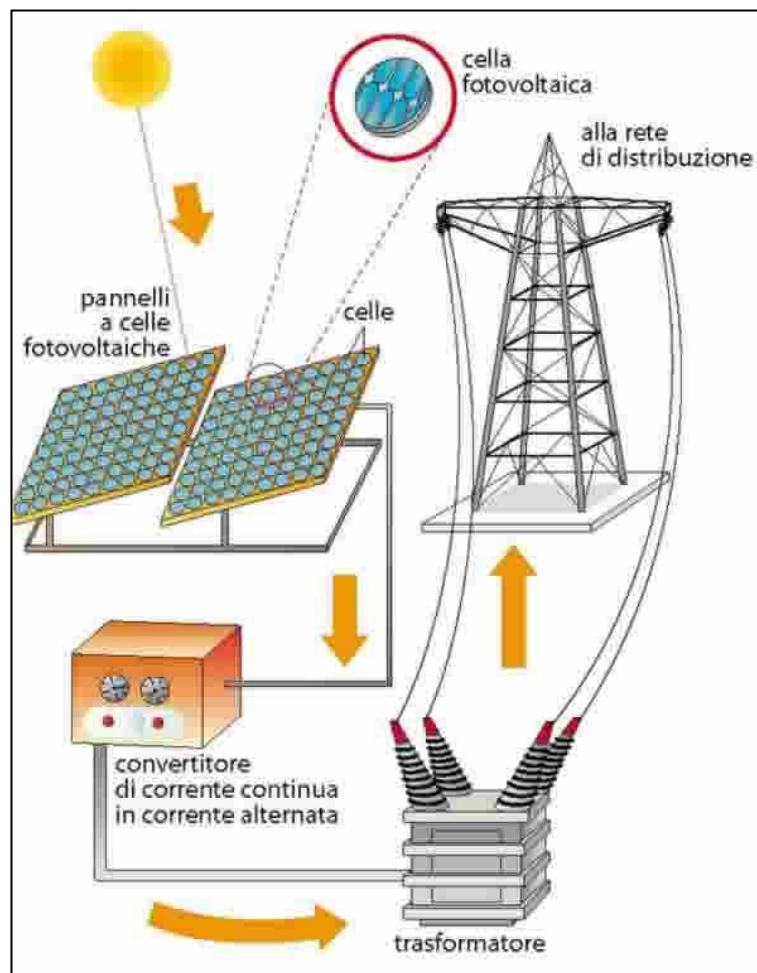


Figura 1: Schematizzazione parco fotovoltaico

¹ Per sistemi di accumulo, si intende l'insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete.

2.1.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico è l'elemento responsabile dell'intercettazione della luce solare e dunque l'elemento che trasforma l'energia solare in energia elettrica: esso rappresenta dunque il primo elemento essenziale del campo fotovoltaico. Il generatore si costituisce di una serie di stringhe formate a loro volta dall'insieme dei pannelli; i pannelli sono costituiti dall'insieme di moduli. La cella fotovoltaica rappresenta l'unità minima indivisibile costituente il generatore (Figura 3).

La cella fotovoltaica in condizioni standard, ossia in condizioni di temperatura pari a 25°C e ricevente una potenza di radiazione pari a 1000 W/m², è in grado di produrre circa 1.5 W di potenza (la potenza in uscita da un dispositivo FV quando esso lavora in condizioni standard prende il nome di *potenza di picco, Wp*).

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico (Figura 3) i moduli impiegati sono fino a 665 Wp con dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm con standard qualitativo conforme alla norma IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Inspection (Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.).

Più pannelli disposti in serie vanno a costituire una stringa fotovoltaica; più stringhe collegate in serie costituiscono la vela o generatore fotovoltaico.

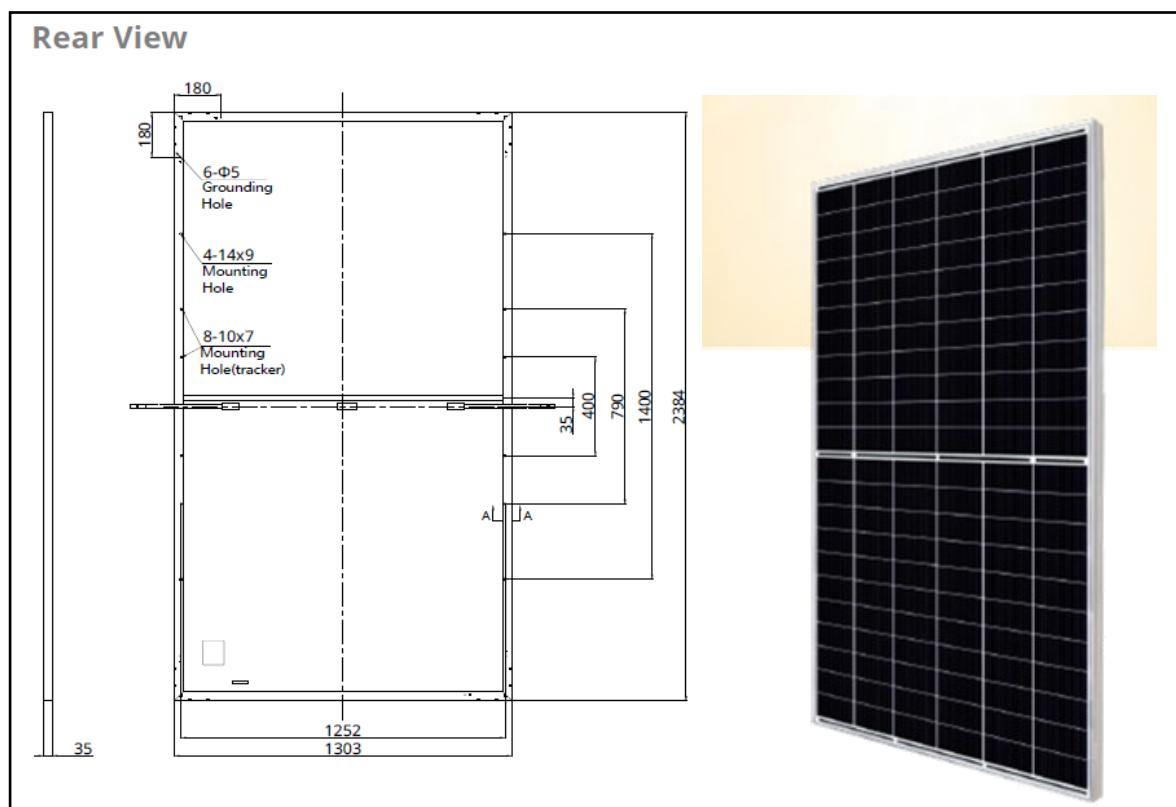


Figura 2: pannello FV fino a 665 Wp con dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm

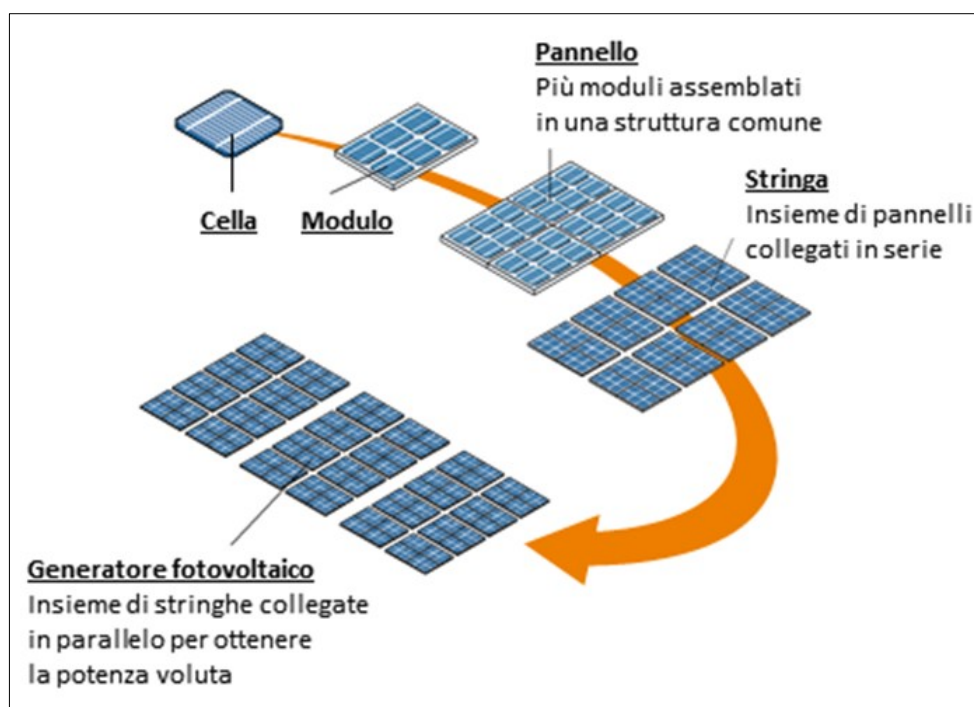


Figura 3: Unità elementari del generatore fotovoltaico

Il pannello siffatto possiede delle caratteristiche di resistenza ad alte temperature verificate mediante test a 105 °C per 200 ore di funzionamento e dagli urti da grandine fino ad 83 km/h, grazie all'utilizzo di vetro temperato da 3,2 mm, in grado di garantire il migliore equilibrio tra resistenza meccanica e trasparenza.

Le caratteristiche principali dei pannelli utilizzati, illustrate nella scheda tecnica, sono riportate nella Tabella 1.

I pannelli fotovoltaici sopra descritti sono collegati in serie in n° 36 a formare due stringhe con potenza complessiva di circa 47.88 kW le quali saranno sorrette da un tracker; ciascun tracker vede dunque 72 pannelli alloggiati e disposti su due serie (talvolta - in base alle esigenze di layout e/o di orografia - è possibile trovare una sola serie e quindi una vela costituita da n° 36 pannelli).

L'energia prodotta dalle stringhe fluisce attraverso un sistema collettore composto da cavi conduttori ubicati sul retro della struttura.

La scelta del pannello è puramente semplificativa per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

La società si riserva inoltre la possibilità - in fase successiva di progettazione esecutiva - di predisporre una vela costituita da una diversa disposizione dei pannelli, da definire a seguito di analisi e valutazioni e che abbia lo scopo di massimizzare la produzione di energia elettrica dell'impianto, nonché di rendere migliore l'integrazione del progetto, e quindi dei pannelli, all'interno del paesaggio.

ELECTRICAL DATA STC*								MECHANICAL DATA	
CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W	Cell Type	Mono-crystalline
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V	Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A	Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V	Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%	Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C							J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)							Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)							Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Max. Series Fuse Rating	30 A							Connector	T4 series or MC4-EVO2
Application Classification	Class A							Per Pallet	31 pieces
Power Tolerance	0 ~ + 10 W							Per Container (40' HQ)	527 pieces
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.									
ELECTRICAL DATA NMOT*								TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (Pmax)	480 W	484 W	487 W	491 W	495 W	499 W	502 W	Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.2 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V	Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.72 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A	13.83 A	13.85 A	Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Open Circuit Voltage (Voc)	42.2 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V	Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.83 A	14.86 A	14.89 A	14.93 A	14.96 A	* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.	
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m ² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.									

Tabella 1: Caratteristiche tecniche dei pannelli FV selezionati

2.1.2. INVERTER

L'inverter è un convertitore di tipo statico che viene impiegato per la trasformazione della CC prodotta dai pannelli in CA; esso esegue anche l'adeguamento in parallelo per la successiva immissione dell'energia in rete.

L'inverter possiede infatti una parte in continua in cui sono alloggiati gli ingressi in CC provenienti dai tracker (stringhe) e un sezionatore di protezione che a seguito della conversione dell'energia in CA vede l'uscita di linee di collegamento in BT verso la cabina di campo. Le linee di collegamento in BT di uscita appena menzionate andranno poi a confluire

nelle platee attrezzate in cui saranno posizionati i quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione: a conversione avvenuta infatti, la tensione in BT a 400 V viene consegnata, a mezzo di cavidotto interrato in BT, alla cabina di trasformazione o di campo dove il trasformatore provvede ad eseguire una elevazione a 30 kV.

I convertitori utilizzati per il campo fotovoltaico in esame sono gruppi statici trifase, della potenza di 175 kWp, costituito da 18 ingressi per stringhe e relativo monitoraggio.

L'efficienza massima dell'inverter è del 99% con n°9 MPPT indipendenti che consentono una riduzione delle perdite e dei mismatching delle stringhe: ciascuna stringa, sorretta dal tracker, è collegata ad uno degli ingressi indipendenti dell'inverter di modo che ciascuna di essa sia indipendente in quanto ad esposizione (ed orientamento) e in modo che in caso di blocco o disallineamento di 1 tracker gli effetti non si ripercuotano sugli altri.

Agli inverter sono collegati n°8 stringhe, ciascuna delle quali costituita da n°12 pannelli fotovoltaici, disposti su tre file, ciascuno dei quali con potenza di picco fino a 665 Wp, in condizioni standard. L'inverter scelto ha una potenza di conversione di 175,0 kWp e presenta n°18 ingressi (+ e -) con n°9 inseguitori indipendenti, aventi la funzione di ottimizzare, mediante un algoritmo interno, la produzione di energia da ciascun ingresso.

Gli inverter vengono posizionati:

- su *strutture infisse* nel terreno con copertura realizzata in legno, in modo da ridurre gli effetti termici dovuti ad irraggiamento diretto nelle ore più calde, garantendo la ventilazione naturale di cui sono già dotati;
- *all'interno della stessa viabilità interna* del campo fotovoltaico (a margine delle varie file di tracker) e opportunamente collegati al cavidotto;
- e predisposti *in coppia* per:
 - avere un risparmio sui costi dato dal numero ridotto di cavidotti da installare;
 - facilitare e velocizzare l'operazione di manutenzione in quanto la vicinanza di due inverter e la condizione di funzionamento similare, permetterà un rapido riscontro dei parametri di funzionamento delle due macchine ed una individuazione delle anomalie.

FUNZIONAMENTO DELL'INVERTER

L'inverter, una volta connesso alla rete, a mezzo di teleruttore lato CA, comincia ad erogare energia in funzione delle condizioni d'insolazione e della presenza di rete ai valori previsti. La presenza di un microprocessore va a garantire la ricerca del punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico corrispondente all'insolazione del momento.

Il convertitore ha come riferimento la tensione di rete e non può erogare energia senza la sua presenza; per cui la mancanza di insolazione, ovvero della rete, pone l'inverter in «stand-by» con la pronta ripartenza al ritorno di entrambe le grandezze ai valori previsti.

Gli organi di manovra sono interni alla macchina, sia dal lato CC che dal lato CA, garantiscono il distacco automatico con sezionamento in caso di mancanza rete ed il riallaccio automatico al ritorno della rete.

La configurazione dell'inverter prevede il collegamento di ciascuna stringa ad un ingresso indipendente dotato a sua volta di sezionatore *DC Switch Box* e di SPD (scaricatore di sovratensione) ma anche di un filtro di protezione da armoniche a valle del quale ciascun MPPT provvede a trasformare l'energia elettrica per fornire all'inverter il miglior valore della curva caratteristica I-V massimizzando sempre il rendimento di conversione indipendentemente dal funzionamento di ciascuna stringa.

L'inverter consente sovraccarichi significativi, garantendo una continuità di esercizio assoluta; i sovraccarichi sono legati ai transitori dovuti a variazioni repentine di irraggiamento nel corso della giornata che possono verificarsi frequentemente al passaggio di nuvole.

Al fine di monitorare il corretto funzionamento e la resa dell'impianto si predispone un sistema di monitoraggio o supervisione: generalmente per la trasmissione dei parametri di corretto funzionamento, delle anomalie, dei guasti e per il monitoraggio della produzione viene predisposto un collegamento in rete mediante porta dedicata. Il monitoraggio serve a tener sotto controllo dati quali: corrente di stringa, stato dei fusibili di stringa, temperature interna, lettura da sensori esterni, stato della protezione di sovratensione ecc...

Il sistema di monitoraggio dell'impianto permette dunque di conoscere lo stato di funzionamento e di energia prodotta in ogni momento consentendo inoltre di archiviare i dati raccolti in modo da consentire successive elaborazioni.

Le caratteristiche principali dell'inverter sono riportate in Tabella 2.

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Tabella 2: Caratteristiche salienti dell'inverter da 175 kWp scelto per il progetto in esame

Nel caso di adozione di un Sistema di Accumulo è previsto un convertitore statico che gestisce oltretutto anche l'accumulo di energia nel pacco batteria; per maggiori dettagli far riferimento al paragrafo successivo "Storage System".

La scelta dell'inverter è puramente semplificativa per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva; per esigenze di mercato è possibile, infatti, che si debba fare ricorso ad un altro modello ma con caratteristiche del tutto similari a quelle del modello appena menzionato.

2.1.3. STORAGE SYSTEM

I sistemi di Storage - appellativo con cui sono comunemente noti i sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici (vedasi paragrafo "Storage System" dell'elaborato "Relazione Generale") - costituiti dalle unità di batterie, sono generalmente posizionati e allocati assieme agli elementi costituenti l'impianto fotovoltaico dalla parte dei bus DC avvantaggiandosi di rapporti moduli-inverter più elevati, massimizzando il rendimento solare e semplificando il processo di interconnessione - Sunstack - oppure all'esterno del perimetro del parco fotovoltaico - Gridstack - magari in prossimità della stazione elettrica di connessione alla RTN . In ambo i casi il sistema di stoccaggio include la parte di conversione della potenza e i controlli necessari per inviare l'energia alla rete di connessione o allo stoccaggio per l'utilizzo posticipato all'occorrenza.

Sunstack System				
Power Conversion	500 kW DC/DC converters + solar PV inverter		Seismic Rating	Seismic options available
Rated AC Power (50°C)	2 MW – 500+ MW		System Response Time	Max capacity change in 1,000 ms
Discharge Duration	1 – 4 hours		Max DC Voltage (open circuit)	1,500Vdc
Grid Frequency	50Hz and 60Hz		MPPT Min DC Voltage	849Vdc
Reactive Power	Four-quadrant control, 0.9 leading to 0.9 lagging at rated power (reactive capability available over full real power range)*		PV Inputs	Up to 36
Auxiliary Power Usage	MAX AUX LOAD: 7.6 kW (short duration) 4.1 kW (long duration)	AVERAGE AUX LOAD: 1.5 - 3.0 kW (short duration)** 1.2 - 2.0 kW (long duration)**	Max PV Short Circuit	≥8kA
Availability	>97.0%		Ambient Operating Temperature	-40°C to 50°C ***
Altitude	De-rated over 1,000 meters			

Tabella 3: Caratteristiche principali della tecnologia Sunstack

Gridstack System				
Rated AC Power (50°C)	2 MW – 500+ MW		Availability	>97.0%
Discharge Duration	1 – 6+ hours		Altitude	De-rated over 1,000 meters
Grid Frequency	50Hz and 60Hz		Seismic Rating	Seismic options available
Reactive Power	Four-quadrant control, 0.9 leading to 0.9 lagging at rated power (reactive capability available over full real power range)*		System Response Time	Max capacity change in 1,000 ms
Auxiliary Power Usage	MAX AUX LOAD: 7.6 kW (short duration) 4.1 kW (long duration)	AVERAGE AUX LOAD: 1.5 - 3.0 kW (short duration)** 1.2 - 2.0 kW (long duration)**	Ambient Operating Temperature	-40°C to 50°C ***

Tabella 4: Caratteristiche principali della tecnologia Gridstack

Le caratteristiche principali della tecnologia Sunstack vengono riportate in Tabella 3, della tecnologia di Gridstack in Tabella 4.

Ambo i sistemi - Sunstack e Gridstack - si compongono di *tre elementi* fondamentali:

- una componente modulare (Cube);
- un sistema operativo (OS);
- un sistema di intelligenza artificiale (IQ).

Vediamoli meglio di seguito.

2.1.3.a. CUBE

La componente modulabile e componibile prende il nome di *Cube* - **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

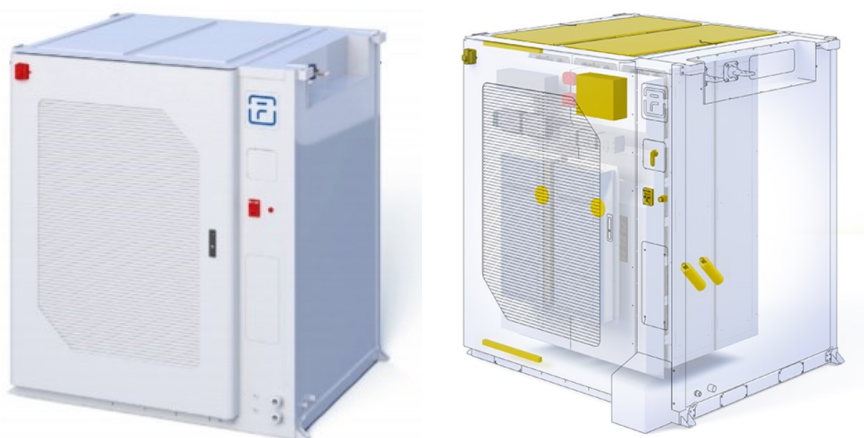


Figura 4: componente modulabile del sistema di Storage: il Cube

Il Cube consente al sistema di storage di essere adattabile a qualsiasi tipo di esigenza e conformazione di impianto; interconnettendo i vari moduli infatti consente di passare da 1 MW a più di 500 MW.

Il cube oltrechè modulabile è anche molto flessibile, consente infatti l'aggiunta di batterie e sistema BMS², sistema di raffreddamento, controllo del software e caratteristiche di sicurezza (Safety system).

² IL BMS - *Battery Management System* - è un circuito più o meno complesso che permette di gestire e monitorare in sicurezza un pacco batterie.

Progettato secondo gli standard di sicurezza tecnica quali UL9540, UL9540A e CEI esso è equipaggiato con:

- sistema di rilevamento guasto a terra, presente su ciascun lato bus DC della batteria;
- sistema di shutdown in caso di emergenza (E-stop), che si innesca in automatico al rilevamento di fumo e/o gas o alla variazione repentina dei parametri operativi della batteria;
- limiti di sistema;
- sistema spegnimento incendi, funzionale all'arresto di fuoco non generato dalla stessa batteria (di modo da arrestarlo prima che si propaghi alle celle);
- sistema rilevamento di gas incipienti;
- pannelli di deflagrazione - conformi a NFPA 68 - utilizzati per dirigere verso l'alto la forza di qualsiasi pressione interna.

Le caratteristiche principali del Cube vengono riportate in Tabella 5.

Il sistema di sicurezza siffatto viene monitorato costantemente da un sistema operativo (OS) che continuamente serve anche a rilevare e allertare gli operatori al verificarsi di potenziali anomalie. Si veda di seguito la descrizione del sistema operativo.

Cube Dimensions (H x W x D) Long Duration: 2,549 x 2,578 x 2,160 mm Short Duration: 2,549 x 2,578 x 2,257 mm
Cube Weight (total) lb/kg Long Duration: 18,320 / 8,328 Short Duration: 19,020 / 8,646
Enclosure Rating NEMA Type 3R
IP Rating IP55
Cooling Air or liquid cooled
Battery Chemistry Advanced lithium ion sealed cells
Safety Features Emergency shutdown, fire detection and suppression system (solid aerosol), gas detection (carbon monoxide), deflagration panels, lockable disconnect switch, open door sensor, gas spring damper, sliding door lock
Installation Forkliftable from all 4 sides. Crane compatible and includes vertical stabilization.

Tabella 5: Caratteristiche principali del Cube

2.1.3.b. SISTEMA OPERATIVO (OS)

Il sistema è completamente integrato su tutti i sottocomponenti per garantire la sicurezza e la funzionalità dell'intero sistema; in particolar modo la gestione dell'asset è resa agevole da algoritmi di controllo brevettati.

Il sistema OS permette di visualizzare e monitorare gli *indicatori chiave di performance* (KPIs³) quali:

- dispacciamento di potenza reale e reattiva;
- stato di carica;
- tensione e temperatura della cella;

³ KPIs - Key Performance Indicators

- dettagli del sistema ausiliario;
- sistema antincendio;
- stato di arresto di emergenza (E-stop).

Il controllo esercitato dall'OS è consentito a mezzo di un'interfaccia esterna che vede l'integrazione tra SCADA⁴, sistema EMS⁵, DNP3⁶ e Native Modbus TCP/IP⁷.

2.1.3.c. SISTEMA DI INTELLIGENZA ARTIFICIALE (IQ)

Il sistema di intelligenza artificiale digitale, di cui il sistema di Storage è dotato, è programmato appositamente per la gestione del sistema stesso integrato al sistema fotovoltaico solare; serve infatti a migliorare il processo decisionale, la performance dell'asset e i costi operativi.

Il sistema IQ consente di programmare carico e scarico del sistema di storage - in base a quelli che sono la condizione di soleggiamento esterno e la richiesta da parte della rete - e lo fa a mezzo del dispacciamento programmato, della limitazione di esportazione ed infine della carica diretta; riesce inoltre a favorire lo spostamento dei picchi garantendo una capacità di fornitura costante.

La sua co-localizzazione può inoltre aumentare il tornaconto del progetto e il valore dell'asset predisponendo dei servizi di rete addizionali come la regolazione di frequenza e il controllo della velocità dell'amplificatore.

Può inoltre esser addizionato un sistema che fornisca informazioni - sotto forma di veri e propri report - sulla disponibilità del sistema, stato di salute dello stesso, cicli di scarico e così via.

2.1.4. CABINA DI TRASFORMAZIONE

L'energia prodotta in CC dalle stringhe di pannelli fotovoltaici, una volta trasformata in CA dagli inverter, viene veicolata da una rete di distribuzione interna in BT verso le cabine di trasformazione.

⁴ Il sistema SCADA - *Supervisory control and data acquisition* - costituisce un sistema di monitoraggio, controllo e analisi dei processi che utilizzano l'energia.

⁵ Il sistema EMS - *Energy Management System* - monitora, controlla e ottimizza i sistemi connessi all'uso di energia; è in grado di dare un perfetto quadro sull'uso energetico evidenziando ciò che necessita di eventuale miglioramento.

⁶ DNP3 - *Distributed Network Protocol* - è molto popolare tra i sistemi di telemetria e dispositivi di controllo; è un set di protocolli di comunicazione usato tra le componenti di un processo automatizzato. Esso viene utilizzato per l'acquisizione e il controllo dati, svolge infatti un ruolo cruciale nei sistemi SCADA.

⁷ *Modbus* è un protocollo di comunicazione seriale che serve a mettere in comunicazione i propri controllori logici programmabili (PLC) con il trasferimento di informazioni discrete/analogiche e registrando i dati provenienti dai dispositivi di monitoraggio. Il sistema *Modbus TCP/IP* utilizza quindi i protocolli TCP/IP ed Ethernet per trasferire i dati della struttura dei messaggi Modbus tra i dispositivi compatibili in ingresso e in uscita. Modbus TCP/IP combina una rete fisica (Ethernet) con uno standard di rete (TCP/IP) e un metodo standard di rappresentazione dei dati (Modbus come protocollo di applicazione). Essenzialmente, il messaggio Modbus TCP/IP è semplicemente una comunicazione Modbus incapsulata in un wrapper Ethernet TCP/IP.

Le cabine di conversione e trasformazione altrimenti dette *cabine di campo* sono adibite ad allocare tutte le apparecchiature elettriche funzionali alla trasformazione dell'energia in CA, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in MT; nel dettaglio all'interno della cabina di campo sono allocati:

- *Quadri elettrici di parallelo inverter* per il raggiungimento della potenza nominale di cabina e per la protezione con fusibile di ogni singolo arrivo;
- *trasformatori di cabina* necessari alla elevazione della tensione dai valori di uscita degli inverter (400 V) al valore di tensione di distribuzione (30 kV);
- *quadri in MT* per la protezione e il trasporto dell'energia d'impianto fino alla sottostazione di elevazione;
- *armadi servizi ausiliari* per alimentare i servizi di cabina; i servizi ausiliari dell'impianto sono derivati da un trasformatore dedicato connesso alla linea di distribuzione MT a 30 kV interna al campo; in caso di necessità può essere richiesta, ad E-Distribuzione, una connessione in prelievo in BT;
- *armadi di misura dell'energia elettrica prodotta e armadi di controllo* contenenti tutte le apparecchiature in grado di monitorare le sezioni di impianto;
- *quadri di servizio*, per la gestione dei segnali e il controllo delle varie sezioni di campo.

L'alimentazione del sistema di controllo è provvista di gruppi di continuità (UPS⁸) dedicati. Per esigenze di conformazione orografica e per semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio il campo fotovoltaico viene suddiviso in sotto-campi o *sezioni* ognuno dei quali avrà la propria cabina o box di campo.

La semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio è possibile predisponendo la cabina di campo in corrispondenza del baricentro della sezione: in tal modo si riduce al minimo il sistema di cablaggio e si realizza poi un unico cavidotto in MT per il collegamento della cabina di campo alla cabina di consegna.

Per il progetto in esame si prevedono n° 8 sezioni o sotto-campi ciascuno dei quali della potenza di 5 MWp; per ogni sezione è prevista una cabina di campo o trasformazione. All'interno di ciascuna cabina di campo si troveranno dei trasformatori della potenza nominale tale da raggiungere, un totale di 5 MVA, a cui sono collegati n° 30 inverter per un totale, per l'intero impianto, di n° 240 inverter.

⁸ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

Per ciascuna coppia di trasformatori, installati nella cabina di campo, viene generalmente installata la protezione sia sul lato BT a 400 V che sull'uscita in MT a 30 kV.

La connessione alla rete elettrica da ogni sezione di campo è prevista in linea interrata, in entra-esce da ciascuna sezione di impianto attraverso il collegamento di n°1 cabina di trasformazione per una potenza complessiva di 5 MWp/cadauna, fino alla cabina di consegna situata nel punto di ingresso al campo fotovoltaico (da cui parte la linea di consegna alla stazione utente).

Anche per le cabine di trasformazione viene predisposto un sistema di monitoraggio che possa supervisionare, in tempo reale, i trasformatori, i quadri MT e i pannelli LV, raccogliendo online i parametri elettrici; chiaramente viene predisposto anche il controllo remoto degli interruttori del pannello LV e dell'interruttore MT.

Le cabine di campo scelte sono le "PVS-175-MVCS", un prodotto integrato progettato per impianti solari decentralizzati realizzato con FIMER Inverter di stringa "PVS-175".

La soluzione adottata consente di connettersi fino a 28 inverter per una potenza massima di 5,2 MVA MVCS include un trasformatore a bagno d'olio MV ottimizzato, Quadri MT isolati in gas, tutte le protezioni BT necessarie e connessioni per collegare l'array solare e un set di disponibili servizi ausiliari con potenza ausiliaria indipendente.

Tutti i componenti PVS-175-MVCS garantiscono gli standard più elevati di qualità, prestazioni e durata.

Questo skid compatto di media tensione viene utilizzato per collegare un PV centrale elettrica a una rete elettrica MT facilmente e rapidamente.

La soluzione è ottimizzata per il raffreddamento, il filtraggio e l'alto grado di protezione ambientale consente installazioni in un ampio arco delle condizioni ambientali, dalle rigide temperature del deserto ad ambienti freddi e umidi.

Il "PVS-175-MVCS" ha le seguenti caratteristiche principali:

- Progettato per almeno 25 anni di funzionamento;
- Progettato per sistemi decentralizzati basati su pluripremiato inverter di stringa 1500 Vdc PVS-175-TL;
- Pannello di distribuzione a bassa tensione integrato per una semplificazione e senza costi ottimizzati Balance of System (BoS) ricombinatori aggiuntivi;
- Rapido isolamento individuale di ciascun alimentatore, anche a carico, per manutenzione semplice ed economica, garantendo il massimo uptime;
- Alimentatori con protezione individuale, che consentono a inverter separati di

essere revisionato senza interrompere il resto delle unità collegate allo stesso cluster;

- Layout ottimizzato e molto compatto per l'integrazione di tutti componenti necessari per il collegamento in media tensione;
- Le dimensioni di spedizione standardizzate garantiscono una logistica ridotta costi;
- Prodotto Made in Europe, compatibile con la maggior parte del mondo regolamenti e norme strutturali.

Di seguito (Figura 5) si riporta un esempio di diagramma della “PVS-175-MVCS”:

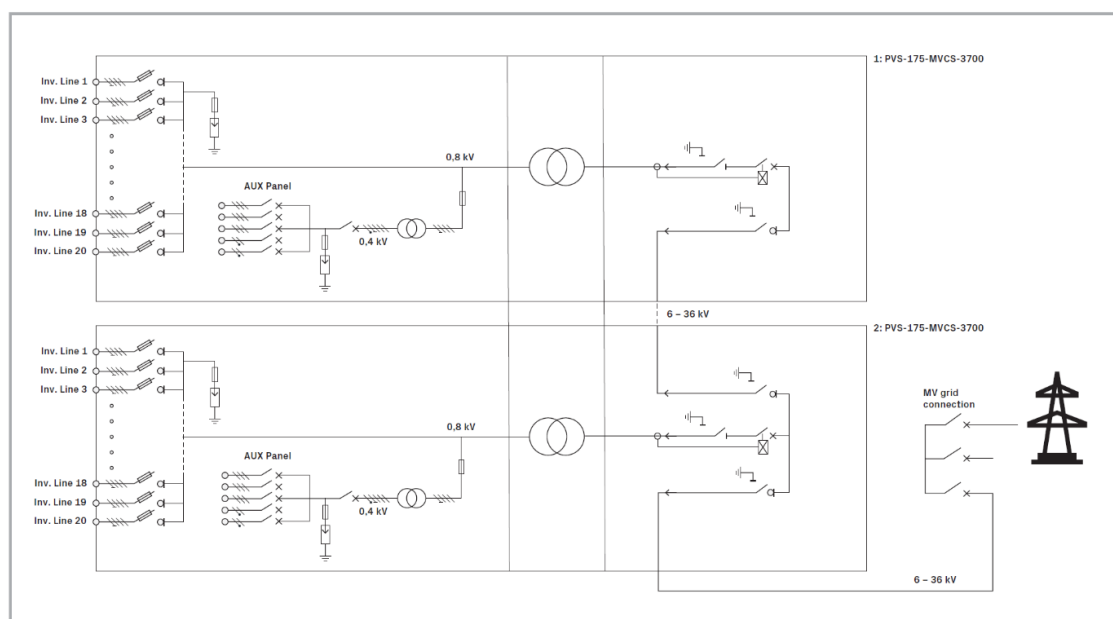


Figura 5: Esempio di diagramma della “PVS-175-MVCS”

2.1.5. TRASFORMATORE

Nel nostro caso vi è un trasformatore integrato per ogni cabina di campo, responsabile dell'elevazione dell'energia prodotta ad una tensione maggiore al fine di ridurre al minimo le perdite nella trasmissione.

I trasformatori, dunque, sono responsabili dell'elevazione da BT a MT, quelli impiegati nel campo fotovoltaico in esame sono in totale n° 16 ciascuno della potenza unitaria di circa 2500 kVA. Per maggiori dettagli riguardo la scelta del trasformatore da adottare per il progetto in esame si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche principali dei trasformatori trifase immersi in olio minerale impiegati sono esposti in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Technical data and types							
Type code	1850	2220	2590	2960	3330	3700	4070
Inverter							
Inverter	PVS-175-TL						
Number of inverters in parallel	10	12	14	16	18	20	22
Maximum rating in kVA	1850	2220	2590	2960	3300	3700	4070
LV distribution panel							
Number of fused protected feeders	10	12	14	16	18	20	22
Fuse rating of feeders	200 A						
Breakable on load	Yes						
Over voltage protection - replaceable surge arrester	Type 2 (Type 1+2 optional)						
MV transformer							
Transformer type	Oil immersed (DNAN)						
AC Power IP 30° C in kVA	1850	2220	2590	2960	3300	3700	4070
AC Power IP 40° C in kVA	1750	2100	2450	2800	3150	3500	3850
Low voltage level	800 V						
Medium voltage level range	≤ 36kV						
Rated frequency	50 Hz or 60 Hz						
Oil type	Mineral (vegetable optional)						
Tap changer	± 2 x 2.5%						
Winding material (primary / secondary)	Al / Al						
Eco efficiency optional	Yes						
MV switchgear							
Switchgear type	SF ₆ -insulated						
Rated current	630 A						
Configuration	Single (CV) or double feeder (CCV)						
Protection (up to 24 kV / up to 36 kV)	Circuit breaker (16 kA or 20 kA / 20 kA or 25 kA)						
Protection relay type	REJB03 (others on request)						
Motorized optional	Yes						
Auxiliary supply							
Auxiliary transformer power	10 kVA (higher on request)						
Auxiliary transformer voltage	800 / 400-230 V						
Low voltage distribution panel for auxiliary functions	Yes						
Mechanical characteristics							
Dimensions (length x width x height) in mm	5700 x 2150 x 2500						
Weight approx. in ton	9	9	10	10	10	11	11
Environmental							
Operating temperature range	-25° C ... +60° C (with derating above 40° C)						
Operating altitude range	≤ 2000 m						
Relative humidity (non-condensing)	≤ 95%						
Environmental protection rating	IP 54						
Painting corrosion protection	C4 (C5M optional)						
Product compliance							
Conformity	IEC 60364, IEC 61936-1, IEC 60502-1						

Tabella 6: Caratteristiche del trasformatore trifase immerso in olio minerale

Per maggiori dettagli riguardo la scelta del trasformatore da adottare per il progetto in esame, per le stesse motivazioni espresse a riguardo dei pannelli e degli inverter, si rimanda alla fase di progettazione esecutiva.

2.1.6. CABINA DI CONSEGNA

La cabina di consegna viene allestita generalmente all'ingresso del campo fotovoltaico per convogliare l'energia prodotta dallo stesso; il cavedio ospita in ingresso i cavi provenienti dalla cabina di trasformazione e in uscita quelli che si dirigono verso la stazione utente 150/30 kV.

All'interno sono ubicati i quadri di sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto ma anche le celle di MT, il trasformatore MT/BT ausiliari, l'UPS2, il rack dati, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT3 ausiliari e il locale misure con i contatori dell'energia scambiata.

La cabina di consegna è realizzata mediante l'assemblaggio di prefabbricati in stabilimento completi di fondazioni del tipo vasca, anch'esse prefabbricate.

Per l'allocazione della cabina, considerando che la sua fondazione è prefabbricata e costituita da calcestruzzo vibrato confezionato con cemento ad alta resistenza e collocato su geo-tessuto, si rendono necessarie le operazioni di scavo articolate secondo le seguenti fasi:

- scavo e costipazione del terreno fino ad una profondità di 30 cm rispetto alla quota finita;
- getto di una soletta in c.a. con rete elettrosaldata spianata e lisciata in modo da garantire una base in piano idonea al montaggio dei monoblocchi;
- rinterro lungo il perimetro con il terreno (sabbia e/o ghiaia) proveniente dagli sbancamenti.

2.1.7. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE 150/30 KV

Per il progetto agrovoltaiico proposto dalla ITS MEDORA Srl, ed ubicato in agro del comune di Mineo (CT), il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna con la sezione a 380/150 kV della futura Stazione Elettrica denominata "Raddusa 380" nel comune di Ramacca (CT) ancora da realizzarsi.

Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto sono riportati nelle tavole allegate. I servizi ausiliari in CA saranno alimentati da un trasformatore MT/BT alimentato mediante cella MT dedicata su sbarra MT. Le utenze relative ai sistemi di protezione e controllo saranno alimentate in CC tramite batteria tenuta in carica a tampone con raddrizzatore.

Descrizione della stazione

La stazione occupa un'area di circa 2000 mq e sarà ubicata in adiacenza alla nuova SE della RTN a 380/150 kV denominata "Raddusa 380" e ubicata nel comune di Ramacca (CT), da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiaramonte Gulfi - Ciminna".

La stazione sarà collegata alla strada comunale esistente con un accesso di larghezza adeguata a consentire il transito agli automezzi necessari per la costruzione e la manutenzione periodica. È inoltre previsto un ingresso pedonale indipendente al locale di misura.

All'interno della stazione saranno previste, a distanza di sicurezza dalle apparecchiature elettriche, aree di transito e di sosta asfaltate, mentre l'area destinata alle apparecchiature elettriche all'aperto sarà ricoperta in ghiaia.

La recinzione della stazione sarà di tipo aperto, costituita da un muretto di base d'altezza circa 50 cm su cui saranno annegati dei manufatti distanziati tra loro come a formare i denti di un pettine. L'altezza complessiva della recinzione sarà pari a circa 3 m.

Descrizione dell'impianto

L'impianto di utenza è principalmente costituito da:

- N° 1 montante 150 kV di collegamento al trasformatore 150/30 kV costituito da interruttore sezionatore, trasformatore di misura e scaricatore di sovratensione;
- N° 1 trasformatore elevatore 150/30 kV;
- N° 1 quadro elettrico 30 kV, le apparecchiature di controllo e protezione della stazione e i servizi ausiliari, ubicati all'interno di un edificio in muratura.

Le caratteristiche di dettaglio di tutti i componenti facenti parte della stazione di utenza sono riportate negli elaborati allegati.

Strade

Relativamente alla viabilità interna dell'impianto fotovoltaico, si prevede la realizzazione di strade nuove e/o adeguamento di quelle esistenti per renderle idonee alle esigenze di trasporto e montaggio.

L'intervento prevede il massimo utilizzo della viabilità locale esistente, costituita da strade comunali, vicinali e interpoderali già utilizzate sul territorio per i collegamenti tra le varie particelle catastali di diversa proprietà.

La viabilità da realizzare ex-novo consiste in una limitata serie di brevi tratti di strade in misura strettamente necessaria al fine di raggiungere agevolmente il campo fotovoltaico ove saranno installati i pannelli fotovoltaici. Questi avranno una larghezza massima di 5 m e saranno realizzati seguendo l'andamento topo-orografico del sito, riducendo al minimo eventuali movimenti di terra ed utilizzando come sottofondo materiale calcareo pietroso, rifinandole con doppio strato di pietrisco (tout-venant di cava o altro materiale idoneo).

Sulle strade esistenti saranno eseguite prove di portanza al fine di stabilire l'idoneità al transito dei mezzi d'opera ed ai mezzi di trasporto delle apparecchiature. Laddove queste non risultassero adeguate al transito dei mezzi di trasporto e sollevamento apparecchiature, si eseguiranno interventi di consolidamento e di adeguamento del fondo stradale, di allargamento delle curve, di abbattimento temporaneo ed il ripristino di qualche palizzata e/o recinzione in filo spinato (laddove e se esistenti), la modifica di qualche argine stradale esistente ecc...

Tali interventi saranno progettati in modo tale da apportare un miglioramento dello stato attuale delle strade. Gli interventi temporanei quali allargamenti di curve o abbattimenti di recinzioni necessari al transito dei mezzi di trasporto e d'opera verranno ripristinati come "ante-operam".

La viabilità di servizio di nuova costruzione sarà realizzata esclusivamente con materiali drenanti. Non si prevede la finitura con pavimentazione stradale bituminosa. Sagome e pendenze delle strade saranno "adattate" e livellate per consentire il transito dei mezzi di trasporto, senza peraltro modificarne posizione e dimensione rispetto a quelle attuali. Il materiale stabilizzato necessario per l'adeguamento delle strade (se idoneo) sarà in parte ricavato dal terreno eventualmente rimosso negli scavi per la realizzazione dei plinti di sostegno delle stringhe di pannelli e non riutilizzato per la ricopertura dei plinti stessi, il rimanente verrà approvvigionato da idonei fornitori localizzati nelle immediate vicinanze all'impianto (tout-venant stabilizzato da impianti di cava etc.).

I tratti stradali originariamente asfaltati, se interessati dai lavori e/o deteriorati durante le fasi di trasporto delle apparecchiature e dei materiali da costruzione e realizzazione delle opere, saranno ripristinati a lavori completati con finitura in asfalto.

Opere civili stazione elettrica

Fabbricati

I fabbricati sono costituiti da un edificio promiscuo, a pianta rettangolare, delle dimensioni riportate nella cartografia allegata, con copertura piana per i quadri comando e controllo,

composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni, un locale controllo pannelli fotovoltaici, un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Nella stazione sarà realizzato un edificio in muratura a pianta rettangolare.

Nella realizzazione della nuova sottostazione verrà rispettata la distanza minima dai confini di proprietà, pari a 10 m, così come richiesto dallo strumento urbanistico vigente PRG Piano Regolatore Generale relativamente alla zona E2 - agricola ove ricade la realizzazione dell'impianto in oggetto.

Per ciò che attiene gli aspetti urbanistici degli edifici che verranno costruiti nella sottostazione, gli stessi rispetteranno i requisiti e le prescrizioni richiesti dal locale strumento urbanistico (PRG) relativamente agli indici di densità fondiaria, di copertura, di altezza massima consentita, di volume massimo, di numero di piani fuori terra etc., così come evidenziato nei successivi paragrafi.

La struttura dell'edificio potrà essere realizzata in cemento armato (c.a.) o in pannelli di cemento armato precompresso (c.a.p.) o, in alternativa, con struttura portante (pilastri, travi) realizzata in c.a. e con le pareti di tamponamento realizzate con struttura tradizionale in laterizi o manufatti in cemento, con interposti adeguati materiali isolanti. Il tutto, comunque, nel rispetto della normativa di buona costruzione vigenti per le zone sismiche 2 quale quella del Comune di Mineo (CT). Soluzione alternativa, alla realizzazione dell'edificio in muratura, è l'installazione di una cabina prefabbricata (shelter) metallica ad uso stazione utente, completa di tutti i sistemi necessari e rispondente alle specifiche dettate da Terna SpA.

Preparazione del terreno della stazione e recinzioni

L'area di realizzazione della stazione di trasformazione 150/30 kV presenta un'orografia piuttosto pianeggiante. Sarà perciò necessario soltanto un minimo intervento di regolarizzazione con movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

L'area sarà dapprima scoticata e livellata asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 50 agli 80 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in sito per la risistemazione (ripristini e rinterri) delle aree adiacenti la nuova sottostazione, che potranno essere finite "a verde".

Dopo lo scotico del terreno saranno effettuati gli scavi ed i riporti fino alla quota di imposta delle fondazioni.

Durante la fase di regolarizzazione e messa in piano del terreno, dovranno essere realizzate opportune minime opere di contenimento che potranno essere esattamente definite solo a

valle dei rilievi plano-altimetrici definitivi e della campagna di indagini sui terreni, atta a stabilirne le caratteristiche fisiche e di portanza.

Particolare cura sarà data alla realizzazione di sistemi drenanti (con l'utilizzo di materiali idonei, pietrame di varie dimensioni e densità) per convogliare le acque meteoriche in profondità sui fianchi della sottostazione.

Strade e piazzali

Le strade interne all'area della stazione saranno asfaltate e con una larghezza non inferiore a 4 m, i piazzali per l'accesso e l'ispezione delle apparecchiature elettriche contenute nelle cabine saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

L'ingresso alla stazione avrà una larghezza non inferiore ai 7 m.

Smaltimento acque meteoriche e fognarie

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.). Lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.

Ingressi e recinzioni

Il collegamento dell'impianto alla viabilità ordinaria sarà garantito dalla adiacente strada di accesso alla stazione elettrica esistente, avente caratteristiche idonee per qualsiasi tipo di mezzo di trasporto su strada. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo m 7,00 di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale deve essere conforme alla norma CEI 11-1.

Illuminazione

L'illuminazione della stazione sarà realizzata con torri faro a corona mobile, con proiettori orientabili, la cui altezza verrà definita in fase di progettazione esecutiva.

2.1.8. SERVIZI AUSILIARI

Il sistema BT servizi ausiliari, caratterizzato da tensione nominale 400 V 3F+N, è alimentato direttamente dal sistema di distribuzione in MT con un trasformatore dedicato ed integrato da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza di tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

Le principali utenze in corrente alternata sono: pompe ed aerotermini dei trasformatori, motori interruttori e sezionatori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, scaldiglie, ecc...

SISTEMA DI ILLUMINAZIONE

Il sistema di illuminazione viene predisposto sul perimetro del campo fotovoltaico, sulla viabilità interna e in corrispondenza dell'ingresso. Mentre l'alimentazione viene garantita in maniera continuativa in corrispondenza dei punti di accesso e delle aree a maggiore frequentazione come le strade esterne, per la parte restante, al fine di ridurre l'inquinamento luminoso sulla fauna selvatica autoctona, si prevede un'attivazione mediante sensori di movimento.

I pali sono di tipo zincato e verniciato e sono tali da esser in grado di portare il corpo illuminante e le telecamere.

SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di videosorveglianza consiste in:

- *Telecamere* di tipo professionale fisse o mobili con led IR di modo da avere una chiara visione anche di notte. Le telecamere fisse sono quelle che generalmente vengono poste sui pali del sistema di illuminazione per il monitoraggio del perimetro; mentre quelle motorizzate (PTZ⁹) sono ubicate in corrispondenza dei punti più critici quali cabine elettriche e punti di accesso;
- *Sensori di movimento*, connessi alle telecamere;
- *Sistema di controllo in remoto*.

In centrale, dunque, vi sarà del personale addetto al controllo dei monitor sui quali verrà visualizzato uno stato di allarme qualora i sensori di movimento si attivino.

▪ ⁹ PTZ: Pan - movimento orizzontale, Tilt - movimento verticale e Zoom

2.1.9. INFRASTRUTTURE ELETTRICHE

Le parti principali costituenti l'impianto elettrico sono:

- l'unità di produzione di energia elettrica ossia il *generatore fotovoltaico* (descritto al paragrafo "*Generatore fotovoltaico*");
- i collegamenti in *cavo elettrico interrato* dai pannelli sino alla stazione 150/30 kV;
- la *stazione elettrica di trasformazione* 150/30 kV;
- il *collegamento*, a 150 kV, di suddetta stazione di trasformazione alla Stazione Elettrica 150 kV di Terna, per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Opere elettriche di collegamento dai pannelli fotovoltaici sino alla SE

Il progetto agrovoltaiico da realizzare in agro del comune di Mineo (CT) è costituito da n° 61'056 pannelli fotovoltaici disposti in serie (a formare delle stringhe) per un parallelo sugli inverter di n° 7 stringhe; il sistema collettore, costituito da cavi elettrici in BT e che trasporta l'energia elettrica in CC prodotta dai pannelli, viene allocato sul retro della struttura che sorregge i pannelli.

Il sistema collettore in BT appena menzionato convoglia l'energia elettrica verso gli inverter di stringa o "decentralizzati" (allocati all'interno del campo stesso) i quali svolgono la trasformazione dell'energia elettrica da CC in CA.

L'energia elettrica, una volta trasformata in CA, viene convogliata tramite un cavidotto interrato sempre in BT verso le cabine di trasformazione in cui un trasformatore MT/BT la eleverà di tensione fino a 30 kV. Le cabine di trasformazione sono afferenti ai vari sottocampi in cui il campo fotovoltaico è stato suddiviso, motivo per cui tutti i cavi in MT uscenti saranno convogliati verso la cabina di consegna. Dalla cabina di consegna alla stazione utente 150/30 kV il collegamento è costituito sempre da un cavidotto interrato in MT.

Dalla stazione utente 150/30 kV partirà un collegamento in antenna ad AT con la futura stazione RTN 380/150 kV da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiaramonte Gulfi - Ciminna".

Gli elettrodotti (dorsali) costituiti da cavi interrati sia in BT che in MT si svilupperanno all'interno dell'area di impianto; il percorso di ciascuna dorsale è stato studiato in modo da sfruttare unicamente il percorso di strade e tratturi esistenti e le nuove strade di accesso al campo, non attraversando in nessun punto i terreni agricoli.

Nel progetto in esame le dorsali 30 kV si sviluppano all'interno dei comuni di Mineo (CT) - in piccola parte - e di Ramacca (CT); i tracciati delle dorsali in progetto sono riportati nell'elaborato grafico "*Planimetrie reti elettriche*", mentre lo schema elettrico nell'elaborato grafico "*Schemi elettrici impianto fotovoltaico*".

Descrizione del tracciato

Il tracciato dell'elettrodotto in oggetto è stato studiato secondo quanto previsto dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti.

Tale tracciato avrà una lunghezza complessiva di circa 15 km (considerando il solo cavidotto esterno), ricadente nei comuni di Mineo (CT) e Aidone (EN)- per un breve tratto - e nel comune di Ramacca (CT).

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare dei predefiniti limiti di convenienza tecnico economica;
- evitare di interessare nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- transitare su aree di minore pregio interessando prevalentemente aree agricole e sfruttando la viabilità di progetto dell'impianto fotovoltaico.

Il collegamento in cavo in esame segue l'andamento delle strade comunali e sub comunali presenti nel sito.

I cavidotti interni sono suddivisi in 4 diverse tipologie di posa, come illustrato in Figura 6, riportata a seguito, mentre il cavidotto esterno, che collega la cabina di consegna alla stazione d'utenza - con una lunghezza di circa 15 km - ha sezione di tipo "B-B".

Per il progetto agrovoltaiico proposto dalla società ITS MEDORA Srl, ed ubicato in agro del comune di Mineo (CT), il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna con la sezione a 380/150 kV della futura Stazione Elettrica da inserire in entra - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiaramonte Gulfi -Ciminna".

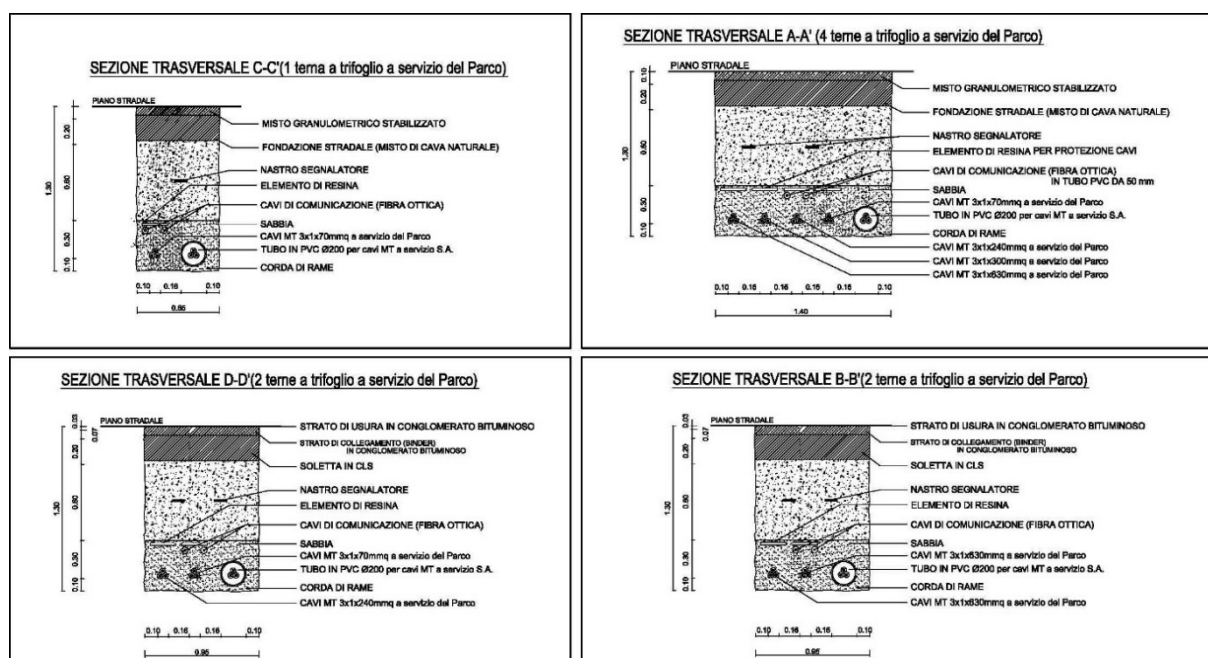


Figura 6: Differenti tipologie di posa del cavidotto

Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto sono riportati nelle tavole allegate. I servizi ausiliari in CA saranno alimentati da un trasformatore MT/BT alimentati mediante cella MT dedicata su sbarra MT. Le utenze relative ai sistemi di protezione e controllo saranno alimentate in CC tramite batteria tenuta in carica a tampone con raddrizzatore.

2.1.8.1. Modalità di posa

Le linee elettriche ed in fibra ottica saranno posate in cavidotti direttamente interrati o, all'occorrenza, posate all'interno di tubi. Il tracciato dei cavidotti è riportato negli elaborati cartografici allegati.

I cavidotti in funzione della quantità e tipologia dei cavi, assumeranno la configurazione riportata nelle sezioni tipiche riportate nello stesso documento.

Modalità di posa dei cavi MT

Posa dei cavi direttamente interrati

I cavi elettrici, rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità di circa 1,2 m. I cavi saranno posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di circa 30 cm, su

cui saranno posati i tegoli o le lastre copricavo. Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

La posa dei conduttori si articolerà quindi essenzialmente nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicato nel documento;
- posa dei conduttori e fibre ottiche. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto; infatti, questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento;
- reinterro parziale con sabbia vagliata;
- posa dei tegoli protettivi;
- reinterro con terreno di scavo;
- inserimento nastro per segnalazione tracciato.

Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari, per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte, di seguito indicati:

- *tracciato delle linee*: il tracciato delle linee di media tensione dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto. In particolare, il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti;
- *posa diretta in tubazioni*: i cavi saranno posizionati all'interno di tubi protettivi flessibili (tubi corrugati).

La posa del cavo deve essere preceduta dall'ispezione visiva delle tubazioni e dall'eventuale pulizia interna. L'imbocco delle tubazioni deve essere munito di idoneo dispositivo atto ad evitare lesioni del cavo. Nelle tratte di canalizzazioni comprensive di curve in tubo posato in sabbia, la tesatura del cavo deve essere realizzata con modalità di tiro che non produca lesioni al condotto di posa.

Per limitare gli sforzi di trazione si può attuare la lubrificazione della guaina esterna del cavo con materiale non reagente con la stessa.

La bobina sarà collocata in prossimità dell'ingresso della tubazione, con asse di rotazione perpendicolare all'asse longitudinale della tubazione stessa ed in modo che lo svolgimento del cavo avvenga dalla parte inferiore della bobina. Il tiro dovrà essere effettuato mediante un argano, dotato di frizione regolabile, disposto il più vicino possibile al luogo di arrivo della tratta da posare. È necessario evitare che il cavo, nel passaggio fra bobina e tubo, venga assoggettato a piegature o a sforzi di torsione. L'applicazione del tiro deve avvenire

in maniera graduale e per quanto possibile continuo, evitando le interruzioni. Gli sforzi di tiro non devono determinare scorrimenti tra conduttori e gli isolanti del cavo; a tal fine dovranno essere utilizzate metodologie atte a scaricare i momenti torcenti che si sviluppano durante il tiro. Lo svolgimento del cavo deve avvenire mediante rotazione meccanica o manuale della stessa. È vietata la rotazione della bobina tramite il tiro del cavo stesso al fine di evitare anomale sollecitazioni del cavo. Appositi rulli di scorrimento dovranno essere utilizzati al fine di evitare che durante l'introduzione il cavo strisci contro spigoli metallici (es. telai dei chiusini) o di cemento (es. imboccatura di polifore, pozzetti, canalette ecc.). Al fine di limitare il più possibile il numero di giunzioni lungo il percorso saranno stese tratte di cavo di lunghezza massima possibile soddisfacendo comunque le prescrizioni di tiro massimo.

Posa diretta in trincea

La posa del cavo può essere effettuata secondo i due metodi seguenti:

- *a bobina fissa:*
 - da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di curvatura;
 - la bobina deve essere posta sull'apposito alzabobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso;
 - Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri.
- *a bobina mobile:*
 - da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto. Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro portabobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo.
L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assettamento del terreno.
 - *temperatura di posa:* per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C.
 - sforzi di tiro per la posa: Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro devono essere applicati ai conduttori, e non devono superare i 60 N/mm² di sezione totale.

- *raggi di curvatura*: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 830 mm.
- *messa a terra degli schermi metallici*: Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

Modalità di posa dei conduttori di terra

Il conduttore di terra deve essere interrato ad una profondità di circa 1,1 m dal piano di campagna. Il conduttore in corda di rame nuda di sezione pari a 35 mm² dovrà essere interrato in uno strato di terreno vegetale, di spessore non inferiore a 20 cm, ubicato nel fondo scavo della trincea come indicato nel documento.

Modalità di posa della fibra ottica

I cavi in fibra ottica saranno allettati direttamente nello strato di sabbia.

Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari, per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte, come di seguito indicati:

- *Tracciato delle linee*: Il tracciato delle linee in cavo in fibra ottica dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto.
- *Posa diretta in tubazioni*: I cavi saranno posizionati all'interno di tubi protettivi flessibili (tubi corrugati).
- *Sforzi di tiro per la posa*: Durante le operazioni di posa, lo sforzo di tiro che può essere applicato a lungo termine sarà al massimo di 3000 N.
- *Raggi di curvatura*: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 20 cm.

Durante le operazioni di posa è indispensabile che il cavo non subisca deformazioni temporanee. Il rispetto dei limiti di piegatura e tiro è garanzia di inalterabilità delle caratteristiche meccaniche della fibra durante le operazioni di posa. Se inavvertitamente il cavo subisce deformazioni o schiacciamenti visibili, la posa deve essere interrotta e dovrà essere effettuata una misurazione con OTDR per verificare eventuali rotture o attenuazioni eccessive provocate dallo stress meccanico. Nel caso che il cavo subisca degli sforzi di taglio pronunciati, con conseguente rottura della guaina esterna, deve essere segnalato il punto danneggiato e si potrà procedere alla posa del cavo dopo aver preventivamente isolato la parte di guaina lacerata con nastro gommato vulcanizzante tipo 3M.

2.1.8.2. Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrato

Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici interrati

I cavi aventi la stessa tensione possono essere posati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta.

Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione interrati

Negli incroci il cavo elettrico, di regola, deve essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione. La distanza fra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m ed inoltre il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, mediante un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi. Tali dispositivi devono essere disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo situato superiormente. Non è necessario osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi.

Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione i cavi elettrici devono di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra, è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincata a caldo;
- Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I suddetti dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli, ecc.) che proteggono

il cavo stesso rendendo possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo tra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro tipo di posa è invece consentito, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro. Le superfici esterne di cavi d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse. Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio. Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m. Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le distanze suddette possono ulteriormente essere ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in un manufatto di protezione non metallico. Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

2.1.10. Tracker

I Tracker o inseguitori solari offrono ai pannelli una certa libertà di movimento; possono essere monoassiali o biassiali se possiedono rispettivamente uno o due gradi di libertà.

I tracker monoassiali ruotano attorno ad un singolo asse di rotazione in funzione della posizione del sole.

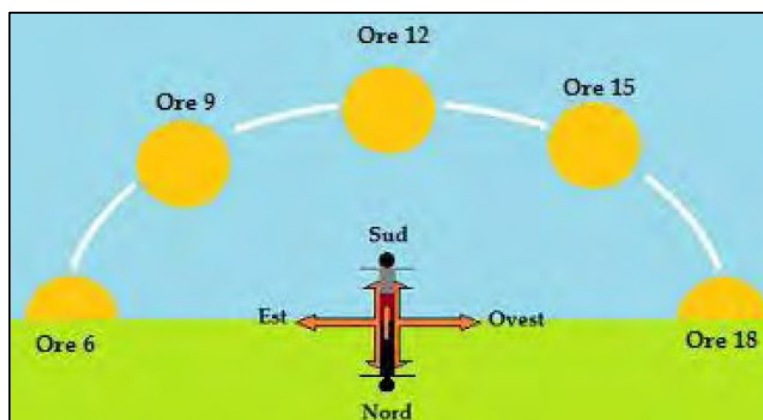


Figura 7: Variazione della posizione del tracker e dunque del modulo in funzione delle ore del giorno

Il tracker monoassiale è in grado quindi di seguire il tragitto del sole (compiuto durante il giorno nella volta celeste) realizzando un angolo completo di rotazione da est a ovest pari a 110° (tra -55° e $+55^\circ$) (Figura 7).

Tale tipologia è particolarmente indicata per i paesi a bassa latitudine caratterizzati da un percorso del sole più ampio nell'arco dell'anno (in particolar modo i paesi a sud, compresa l'Italia).

Tale sistema di inseguimento del sole viene definito di *back-tracking* e viene pensata per eliminare il problema di ombreggiamento (problema che sorge all'alba e al tramonto quando le file di moduli si sollevano verso l'orizzonte). La posizione base è quella notturna ossia quella orizzontale rispetto al suolo; si ha invece una rotazione (in funzione dei raggi solari) nelle ore centrali del giorno di $\pm 55^\circ / 0^\circ$ (dove 0° rappresenta la posizione orizzontale rispetto al suolo).

Con tale sistema è possibile registrare un aumento della produzione pari al 25%.

Il sistema di movimentazione può esser programmato annualmente mediante un orologio, trattasi dunque di un algoritmo astronomico detto *Suntracker* oppure gestito al momento da automatismi quali:

- *anemometri*, per la valutazione della ventosità (paragrafo “*Sistema di sicurezza dei tracker - Anemometro*”);

- *solarimetro*, il quale orienta il sistema in direzione della radiazione solare incidente.

2.1.11. Sistema di sicurezza dei tracker - Anemometro

Per la gestione dei tracker si prevede l'installazione di anemometri che possano controllare direttamente la velocità del vento di modo da poter garantire la messa in sicurezza in caso di elevata ventosità o di turbolenze.

L'anemometro previsto è del tipo a tre o quattro coppette emisferiche, ognuna montata all'estremità di bracci orizzontali, che a loro volta sono montati a distanze regolari su un albero verticale. Il flusso d'aria che passa sulle coppette in direzione orizzontale fa girare le coppette proporzionalmente alla velocità del vento.

Il vento soffia sempre sulla parte cava di una delle coppette e colpisce il retro della coppetta che si trova all'estremità opposta della croce. La direzione del vento si calcola da questi cambiamenti ciclici nella velocità di rotazione della coppetta, mentre la velocità si determina normalmente in base alla velocità media di rotazione della coppetta.

3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Di seguito verranno riassunte le caratteristiche di dimensionamento dell'impianto già ampiamente trattate nell'*elaborato "Relazione Generale"* allegata al progetto.

3.1. Sito di installazione e potenza totale impianto

Il progetto agrovoltaico oggetto dello studio è localizzato in Sicilia, in provincia di Catania, nel territorio comunale di Mineo. L'area prevista per la realizzazione del parco fotovoltaico è situata a sud-ovest del centro abitato di Ramacca da cui dista (in linea d'aria) 7 km circa, a nord-ovest del centro abitato di Mineo e ad ovest del centro abitato di Palagonia da cui dista in ambo i casi (in linea d'aria) 10 km circa.

La centrale sarà formata da n° 61'056 unità produttive, ciascuna costituita da un pannello fotovoltaico che nella soluzione progettuale prescelta ha potenza fino a 665 Wp; i pannelli sono raggruppati in stringhe da circa 23.91 kWp per una potenza complessiva nominale di circa 35 MW.

L'area del parco fotovoltaico (intesa come l'area racchiusa dalla polilinea che comprende tutti i pannelli) ha un'estensione pari a circa 73 ha.

Il progetto prevede l'uso di pannelli fotovoltaici della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da massimizzare la potenza dell'impianto e l'energia

producibile, diminuendo così il numero di pannelli e l'impatto ambientale che ne deriva a parità di potenza installata.

I pannelli fotovoltaici afferenti alla stessa stringa sono tra loro connessi attraverso una linea in BT e sono poi collegati, sempre a mezzo di cavidotto in BT, agli inverter di stringa. L'energia prodotta dai pannelli in CC e trasformata in CA dagli inverter viene poi convogliata, sempre tramite un cavidotto in BT, alla cabina di trasformazione; da qui una volta innalzata di tensione viene convogliata alle cabine di consegna e poi alla stazione utente a mezzo di cavidotto in MT. Nella stazione utente è presente un trasformatore MT/AT da cui parte il successivo collegamento in antenna in AT per la futura SE di Terna, per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

3.2. Regime di "insolazione" del sito

Si riporta di seguito la mappa da Fonte RSE con indicato il valore dell'energia al suolo sul piano orizzontale cumulata sull'intero anno 2021. La seguente mappa è realizzata dall'elaborazione di dati dell'archivio RADSAF. Come si può notare da uno zoom sulla regione Sicilia l'irraggiamento di riferimento della regione è compreso nell'intervallo tra 1600 kWh/m² e 1800 kWh/m².

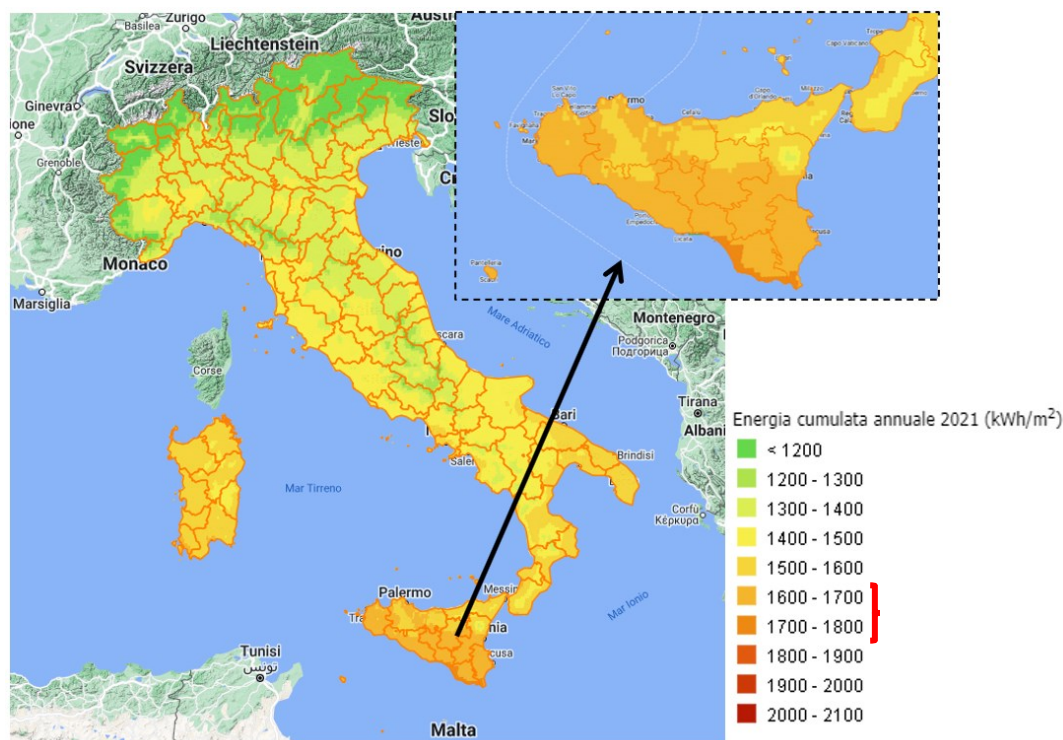


Figura 8: Regime insolazione anno 2021

3.3. Previsione di produzione energetica

Il calcolo della producibilità attesa per il progetto in essere è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVSyst vers. 7.2.17.

Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per la località Borgo Pietrolupo: l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Nell'immagine che segue, **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**, si riportano i risultati principali ottenuti per la presente simulazione.

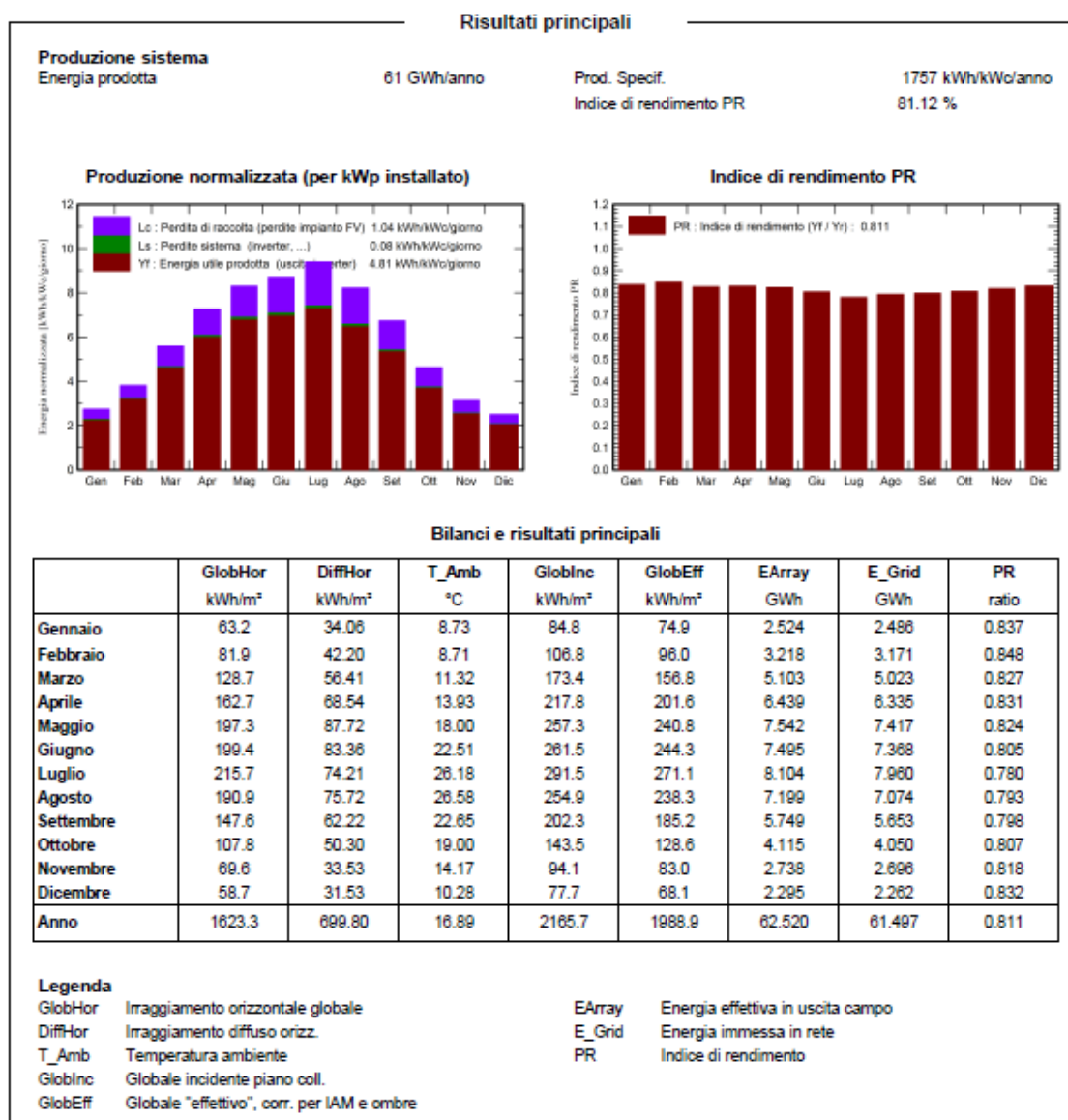


Figura 9: Risultati ottenuti con PVSyst

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite, dall'elaborazione con **PVSyst** per l'impianto sito alla località "Tre Portelle" la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 61.000 MWh/anno come illustrato in **Errore**. L'origine riferimento non è stata trovata..

Producibilità netta del layout d'impianto				
Impianto	Potenza nominale [Wp]	N° pannelli	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]
ITS MEDORA SRL	665	61'056	35'000	61'000

Tabella 7: Producibilità netta del parco fotovoltaico di Mineo (CT) da 35 MW

3.4. Posizionamento pannelli fotovoltaici

Come detto, il campo agrovoltaico prevede l'installazione di n°61'056 pannelli, aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva nominale di 35 MW.

Il posizionamento dei pannelli e quindi la definizione del layout ottimale del progetto agrovoltaico sono stati effettuati sulla base dei seguenti fattori:

- esposizione a sud del sito;
- orografia dell'area;
- interdistanza tra le stringhe;
- fenomeno di ombreggiamento;
- dati di irraggiamento acquisiti sul sito in esame;
- presenza di aree vincolate o comunque non idonee alla realizzazione dell'impianto;
- presenza di abitazioni, strade linee elettriche od altre infrastrutture;
- minimizzazione dell'alterazione dello stato attuale dei luoghi, compatibilmente con le condizioni necessarie di pendenza, di superficie, di larghezza e curvatura delle vie di collegamento e di spazio adeguato all'installazione dei pannelli e alle infrastrutture ad essi associate avendo cura di preservare, per quanto possibile, l'orografia dell'area.

Il layout dell'impianto è riportato nell'elaborato grafico "*Layout Impianto*" allegato al presente progetto.

Di seguito sono riportate le coordinate geografiche - fornite nel sistema UTM WGS 84 ed illustrate in Figura 10 - del punto centrale del sito destinato alla realizzazione del progetto in esame:

- Longitudine: 465315.00 m E;
- Latitudine: 4133578.00 m N.

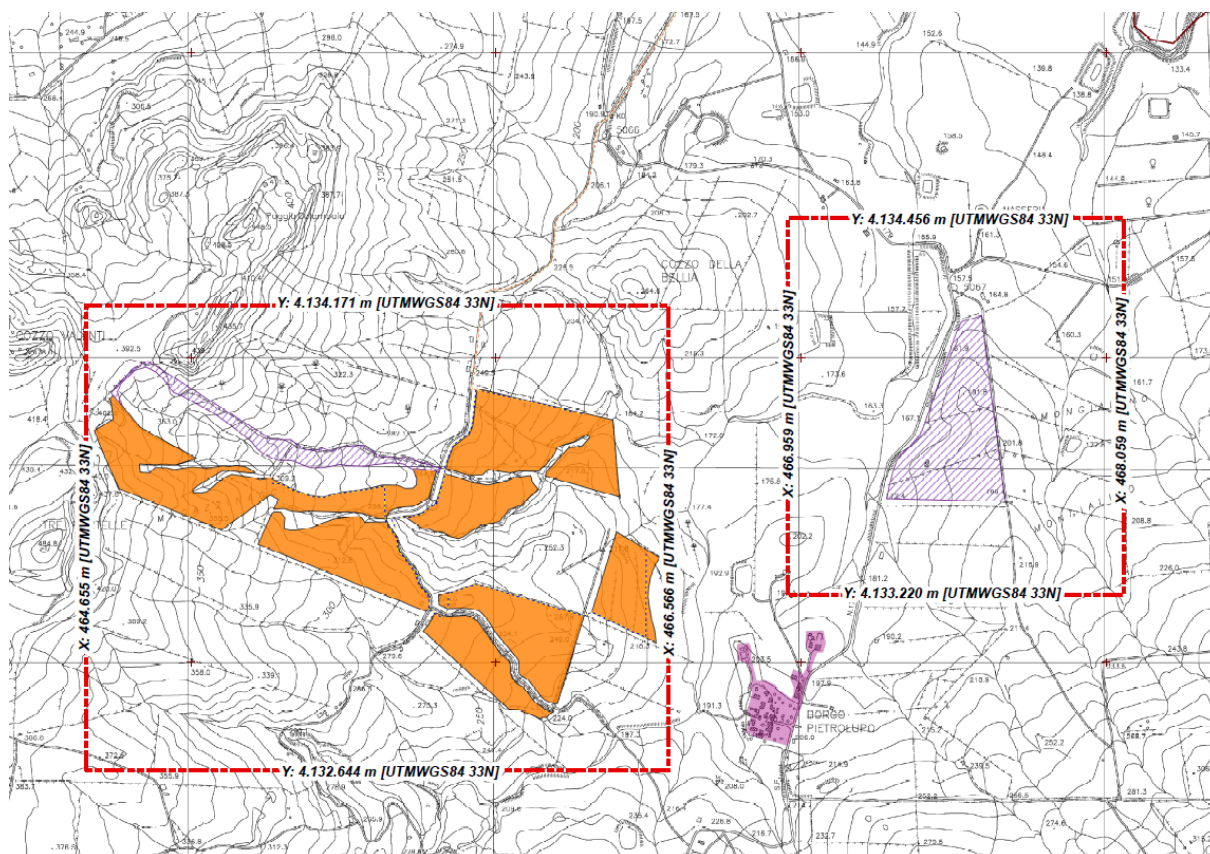


Figura 10: coordinate geografiche del perimetro racchiudente l'area di progetto fornite nel sistema di riferimento UTM WGS84

4. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE

L'impianto di protezione contro i fulmini ha il compito di proteggere edifici e strutture dalle fulminazioni dirette e di conseguenza da un eventuale incendio o dalle conseguenze della corrente da fulmine impressa (fulmine senza innesco).

Dall'osservazione del progetto è possibile verificare che il volume dell'impianto che è necessario proteggere dalle scariche elettriche dirette o indirette, si limita allo spazio fisicamente occupato dai pannelli stessi. Per tale ragione, la scelta delle soluzioni

impiantistiche da utilizzare per questo tipo di protezione è ricaduta su quelle già fornite dalla casa costruttrice per ogni singolo componente.

La necessità della protezione e la scelta delle rispettive misure di protezione dovrebbero essere calcolate tramite una valutazione del rischio. La valutazione del rischio deve essere effettuata secondo la norma *CEI EN 62305-2 (CEI 81-10 parte 1, 2, 3)*.

4.1. Sistema di protezione da fulminazioni (SPD) dei pannelli fotovoltaici

Si ritiene che per il generatore fotovoltaico, vista l'entità del danno economico che si può determinare, debba essere previsto, un sistema di protezione contro i fulmini, anche se non esplicitamente richiesto dalle disposizioni legislative.

Secondo la normativa *CEI EN 62305-1/4* è resa obbligatoria la presenza di parafulmini e scaricatori di sovratensioni quali gli *SPD* (Dispositivi di Protezione dalle Sovratensioni) con il fine di proteggere le apparecchiature elettroniche: in primo luogo gli inverter, ma anche i convertitori sul cui lato in CA viene predisposta una coppia di SPD.

Ai terminali degli organi elettromeccanici e dei circuiti elettronici, in particolare degli inverter, è opportuno inserire adeguati SPD scelti per le soglie di lavoro del circuito da proteggere ed in grado di fornire adeguate protezioni. Tali dispositivi di protezione dalle sovratensioni devono essere anche dimensionati per le correnti impulsive da fulmine previste nel punto d'installazione (scariche indirette o scariche dirette e indirette). Nell'uso di SPD si deve tener conto della possibilità che essi vengano sovraccaricati da transitori di ampiezza maggiore di quella per cui sono stati dimensionati e pertanto essi devono essere dotati degli opportuni dispositivi di distacco. Lo stato di efficienza dell'SPD deve essere inoltre costantemente visualizzato localmente e, se richiesto, anche in modo remoto con l'ausilio di contatti di tele-segnalamento.

L'impianto fotovoltaico può trasferire, all'impianto elettrico della struttura su cui è installato, quota parte della corrente del fulmine o più semplicemente delle sovratensioni, causandone il danneggiamento. Per tale ragione è fondamentale adottare un adeguato sistema di SPD a protezione dell'integrità di entrambi gli impianti. Se la struttura che ospita il generatore fotovoltaico deve essere protetta con LPS¹⁰ esterno, la struttura metallica di supporto dei pannelli deve essere idoneamente interconnessa agli elementi di captazione.

La valutazione di rischio prevista dalle norme definisce se per una struttura è necessaria o meno la protezione da fulmini esterna. In base a questa classificazione, ed alla taglia dell'impianto, è poi possibile individuare le corrette misure di protezione da sovratensioni.

¹⁰ LPS - Lightning Protection System

4.2. Protezione interna da fulminazione/protezione dei componenti elettronici

I dispositivi elettronici sono posizionati all'interno di alloggiamenti metallici, connessi a terra; essi, quindi, sono protetti nel caso di fulminazioni o di inusuali sovratensioni. Ulteriori misure per la protezione delle apparecchiature contro sovratensioni:

- Sala di controllo e del generatore sono protetti con scaricatori;
- Le schede con la corrispondente alimentazione sono dotate di filtri smorzanti;
- I ricevitori e i trasmettitori di segnale digitale sono protetti con filtri RC e diodi limitatori di sovratensioni,
- L'elettronica di controllo e gestione è disaccoppiata attraverso accoppiatori ottici; i segnali sono trasmessi mediante fibra ottica.

Il modem per il monitoraggio remoto è protetto con uno speciale modulo di protezione per i dati di interfaccia, per prevenire accoppiamenti esterni attraverso il cablaggio.

5. CONCLUSIONI

Il presente rapporto presenta i risultati della valutazione dell'impianto agrovoltaiico in agro del comune di Mineo (CT).

I calcoli sono stati effettuati con l'ausilio del software PVsyst che ha consentito la determinazione dei valori di produzione energetica relativa al sito in esame a mezzo dell'ausilio di modelli di calcolo ampiamente utilizzati nel settore fotovoltaico.