

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE FOTOVOLTAICA POTENZA NOMINALE 95 MW

REGIONE
SICILIA



PROVINCIA di
CATANIA



COMUNE di
RAMACCA



Località " La Montagna e
Contrada Madre Bianche"

Scala:

Formato Stampa:

-

A4

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE

A. 5

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettazione:



Ingegneria | Architettura | Topografia

R.S.V. Design Studio S.r.l.

Piazza Carmine, 5 | 84077 Torre Orsaia (SA)
P.IVA 05885970656
Tel./fax: +39 0974 985490 | e-mail: info@rsv-ds.it

Committenza:



ITS Turpino S.r.l.
Via Sebastiano Catania, 317
95123 Catania (CT)
P.IVA 05766360878

Responsabili Progetto:

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



Catalogazione Elaborato

ITS_GRN_A5_RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO.pdf

ITS_GRN_A5_RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO.doc

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2023	Prima emissione	RU	QV/IAS	RSV

Sommario

PREMESSA	2
NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	3
DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO	5
 A DESCRIZIONE ELEMENTI PROGETTUALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO	5
I. GENERATORE FOTOVOLTAICO	6
II. INVERTER	8
III. CABINA DI TRASFORMAZIONE (O DI CAMPO).....	12
IV. TRASFORMATORE	14
V. CABINA DI CONSEGNA	16
VI. STAZIONE DI TRASFORMAZIONE 150/30 KV	16
VII. SERVIZI AUSILIARI	21
VIII. INFRASTRUTTURE ELETTRICHE.....	21
IX. TRACKER	29
X. SISTEMA DI SICUREZZA DEI TRACKER - ANEMOMETRO.....	30
DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	31
 A SITO DI INSTALLAZIONE	31
 C POSIZIONAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI	34
CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE	36
 A SISTEMA DI PROTEZIONE DA FULMINAZIONI (SPD) DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI...	36
 B PROTEZIONE INTERNA DA FULMINAZIONE/PROTEZIONE DEI COMPONENTI ELETTRONICI	37
CONCLUSIONI	38

PREMESSA

Il presente elaborato è stato redatto allo scopo di descrivere i vari componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico, andando a giustificarne le soluzioni adottate, e ne individua e descrive il funzionamento complessivo; inoltre, si rappresentano gli esiti dello studio di fattibilità relativo all'impianto fotovoltaico proposto dalla ITS TURPINO SRL da realizzarsi in agro del comune di Ramacca (CT).

Il progetto di parco fotovoltaico prevede l'installazione di circa n°174'420 pannelli fotovoltaici aventi una potenza massima unitaria cadauno fino a 665 Wp. La potenza totale di immissione per l'impianto risulta pari a 95 MWp.

I pannelli saranno collegati in serie fra loro a formare una stringa (n.30 ogni stringa), poi ogni n.17 stringhe sono collegate ad un inverter, da questi ultimi 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 con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entrata - esce sulla futura linea RTN a 380 kV di cui al Piano di Sviluppo Terna, "Chiamonte Gulfi - Ciminna".

NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, le seguenti principali:

- Legge 186/68. Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- D. Lgs 37/08. Norme per la sicurezza degli impianti;
- D.lgs. 81/08 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- DM 16 gennaio 1996. Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996. Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi";
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per la Legge 46/90 – CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Norma CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese di energia elettrica;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1550 V in corrente continua;
- CEI 81-10/1: Protezione contro i fulmini. Principi generali;
- CEI 81-10/2: Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio;
- CEI 81-10/3: Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI 81-10/4: Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa pressione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfa numerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

⌘ ⌘ _____ ⌘ ⌘

- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in Si cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- 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 EN 60904-1 Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: Dati climatici;
- CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

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

|A| 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 circa n° 174'420 *pannelli fotovoltaici*, completi di cablaggi elettrici, di potenza nominale fino a 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;
 - ⊗ 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).

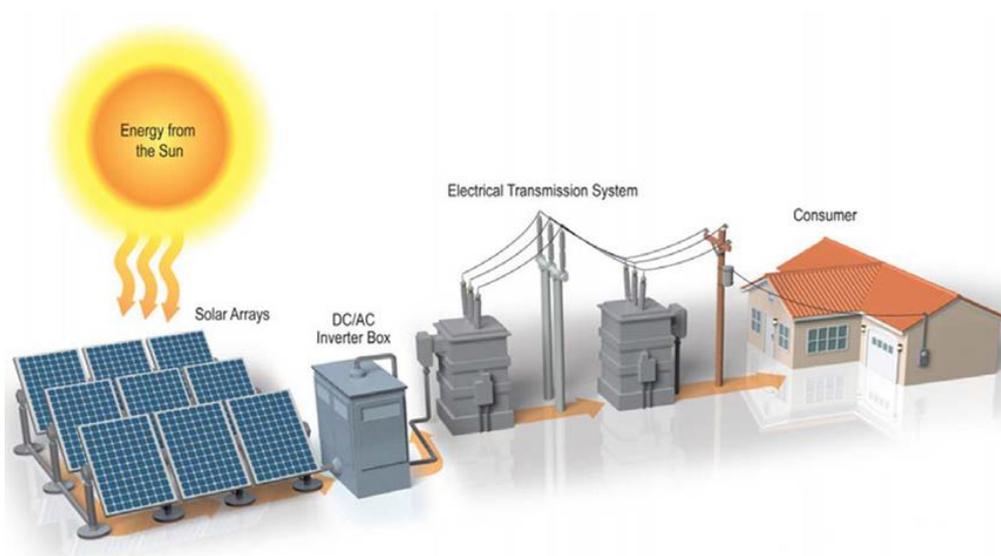


Figura 1. Schematizzazione parco fotovoltaico

- Opere civili di servizio, costituite principalmente dall'eventuale struttura di fondazione dei pannelli, dalle opere di viabilità e cantierizzazione e dai cavidotti.

I. 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 da un insieme di pannelli; i pannelli sono costituiti da un insieme di moduli. La cella fotovoltaica rappresenta l'unità minima indivisibile costituente il generatore (Figura seguente).

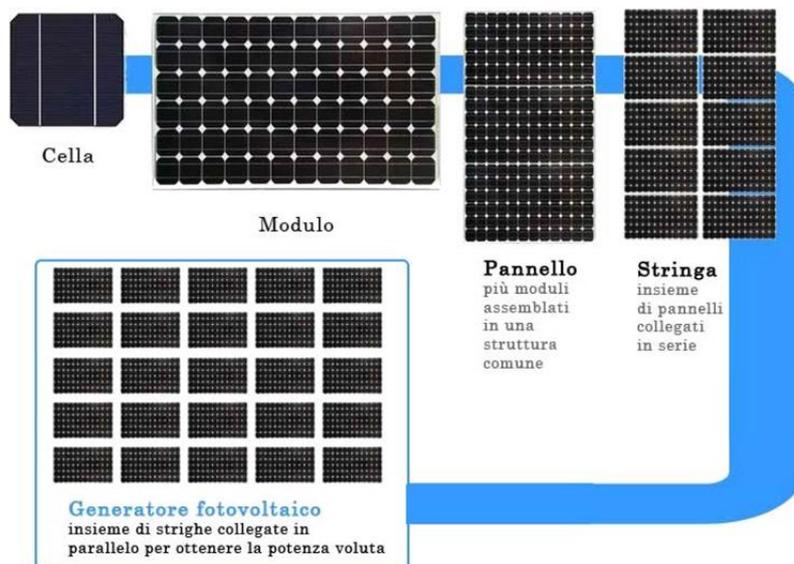


Figura 2. Unità elementari del generatore fotovoltaico

La cella fotovoltaica in condizioni standard, ossia in condizioni di temperatura pari a 25°C e ricevendo una potenza di radiazione pari a 1000 W/mq, 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*, W_p).

I moduli previsti nel presente progetto hanno una potenza fino a 665 Wp aventi dimensioni pari a 2384 x 1303 x 35 mm con standard qualitativo conforme alla norma IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Certified product ISO9001:2015 - ISO14001:2015 - ISO45001:2018. I moduli disposti in serie vanno a costituire una stringa fotovoltaica; più stringhe collegate in serie costituiscono la vela o generatore fotovoltaico.

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

Il pannello così costituito possiede delle caratteristiche di resistenza alle alte temperature verificata mediante test a 105 °C per 200 ore di funzionamento e agli 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.

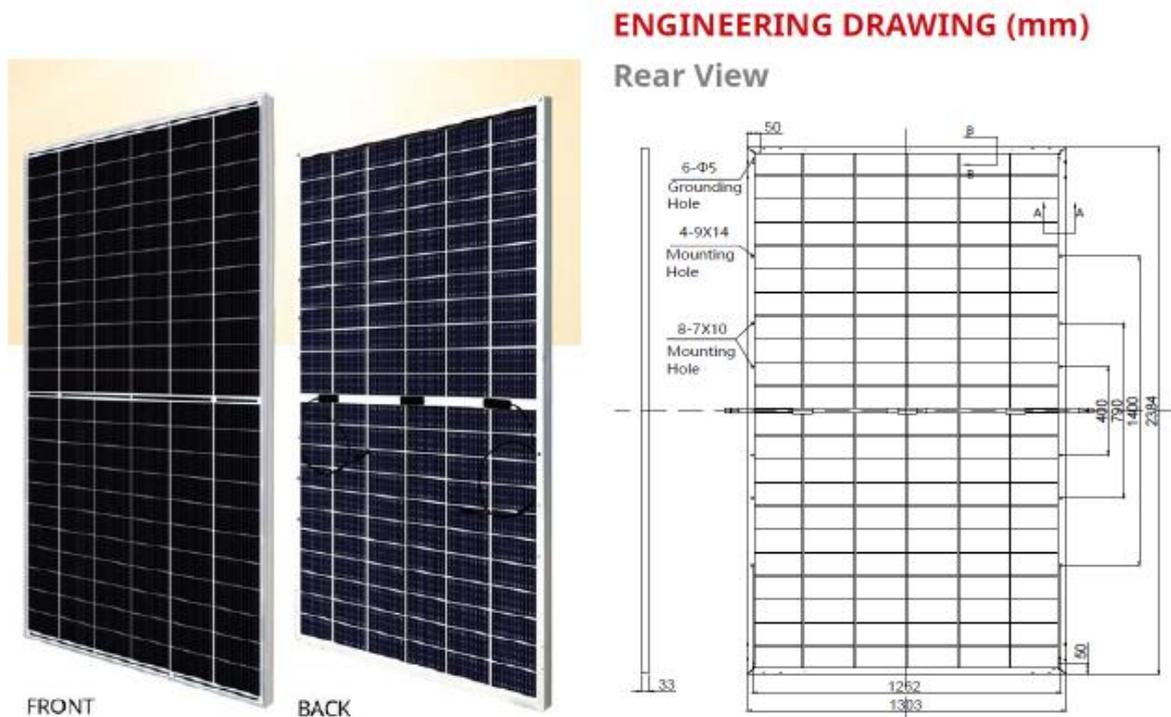


Figura 3. Pannello FV fino a 665 Wp con dimensioni 2384 x 1303 x 35 mm esempio

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 numero di 30 a formare una stringa per una potenza di circa 19.95 kWp, quest'ultima sarà ancorata e sorretta da una struttura metallica caratterizzata da tecnologia ad inseguimento (tracker); nel nostro caso, considerando un sottocampo, si avranno circa n.307 stringhe, n.307 tracker e n.18 inverter, in totale per l'intero impianto vi saranno circa n.5848 stringhe, n.5848 tracker e n.344 inverter.

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



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $\frac{P_{max_{rear}}}{P_{max_{front}}}$ / $\frac{P_{max_{front}}}{P_{max_{rear}}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Tabella 1. Caratteristiche modulo fotovoltaico

Il modello di pannello mostrato è quello della casa produttrice Canadian Solar (BiHiku 7) ma si sottolinea che la sua scelta 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.

II. 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 è costituito da una sezione in CC, in cui sono alloggiati gli ingressi in CC provenienti dai tracker (stringhe) ed 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. Tali linee di collegamento in BT di uscita, 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 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, costituiti da n.18 ingressi (di cui n.12 "+" e n.12 "-") per un collegamento massimo di n.12 inseguitori indipendenti per ogni inverter.

L'efficienza massima dell'inverter è del 99.01% con n° 12 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.



Figura 4. Inverter di stringa tipo

Su ogni inverter sono collegati n°18 tracker, ciascuno dei quali sorregge n°30 pannelli fotovoltaici, disposti su tre file; ciascuna delle quali si compone a sua volta di 10 pannelli (talvolta in base alle esigenze di layout e/o di orografia è possibile la modifica di tali valori).

La potenza CA massima in uscita alla rete per ciascun inverter è pari a 339.15 kVA, ovvero quella di 17 stringhe. Per quanto riguarda l'ingresso (CC), la tensione fotovoltaica in

☒ ☒ _____ ☒ ☒

ingresso massima, per ogni inverter è pari a 1500 V, mentre l'intervallo di tensione MPP per potenza nominale è pari a 860 V - 1300 V.

Gli inverter vengono posizionati sulle strutture portanti dei pannelli nel rispetto di due requisiti:

1. per garantire la dissipazione di calore, la distanza dell'inverter dal terreno deve essere almeno di 45 cm;
2. il cavo deve entrare nell'inverter verticalmente e la lunghezza verticale non deve essere inferiore a 20 cm.

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 transistori 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.

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo F requenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-F

Tabella 2. Caratteristiche salienti dell'inverter

La scelta dell'inverter appena descritto è puramente semplificativa e fa riferimento all'inverter della casa produttrice Sungrow SG50HX, per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva, in cui per esigenze di mercato si potrebbe far ricorso ad un altro modello ma con caratteristiche del tutto similari a quelle appena menzionate.

III. Cabina di trasformazione (o di campo)

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.



Figura 5. Cabina di campo tipo

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 (800 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 (UPS¹) 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° 19 sezioni o sotto-campi ciascuno dei quali della potenza di 6.2 MWp; per ogni sezione è prevista una cabina di campo o trasformazione.

La cabina di campo è composta da n° 1 trasformatore della potenza nominale di 7040 kVA a cui sono collegati circa n° 18 inverter.

Ciascun trasformatore, installato nella cabina di campo, viene generalmente installata la protezione sia sul lato BT a 800 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, 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 MT sono realizzate su plinti e ricoperti da una tettoia in lamiera per riparare i trasformatori dagli agenti atmosferici. La parte di copertura presente sul trasformatore è realizzata in modo da permetterne al contempo la ventilazione degli stessi e dei quadri di servizio ivi allocati. Il piano di costruzione della fondazione deve soddisfare le seguenti condizioni:

- fondo della fondazione sufficientemente solido;
- fondazioni adeguate al peso della cabina;
- fondazione più alta del terreno in ghiaia in loco per evitare che la pioggia danneggi la base o penetri nella cabina;

¹ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

- area della sezione trasversale e profondità sufficienti, progettate in base alle condizioni del suolo locale;
- deve essere preso in considerazione il percorso del cavo.

Per maggiori dettagli riguardo la scelta della tipologia specifica di cabina da adottare per il progetto in esame si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

IV. Trasformatore

In base alle esigenze del campo fotovoltaico in termini di energia prodotta vengono predisposte varie cabine di trasformazione all'interno di ciascuna delle quali vi è un vano trasformatore elevatore, sperato dal locale di bassa tensione (mediante opportuno grigliato amovibile), all'interno del quale si colloca il trasformatore 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° 19 e della potenza 2500 kVA.

Ve ne sono due tipologie:

- ⊗ Trasformatori di produzione: elevatori BT/MT del tipo isolato in olio per l'elevazione della tensione del valore di uscita degli inverter a quello della rete di distribuzione in MT. Essi sono allocati all'interno della cabina di trasformazione in accoppiamento all'inverter e sono dotati di quadri di campo collegati ad un gruppo di conversione in CA;
- ⊗ Trasformatori per ausiliari: BT/MT del tipo isolato una resina per l'alimentazione degli ausiliari d'impianto.

Le caratteristiche principali dei trasformatori trifase immersi in olio minerale impiegati sono esposti nella Tabella 3.

Viene inoltre riportato un possibile schema di collegamento del trasformatore e delle relative protezioni Figura 6.

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 in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

Type designation	MVS6400-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6400 kVA @ 40 °C
Max. power	7040 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / 10 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2*2.5%
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al (Option:Cu)
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 - 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s
Qty. of feeder	3 feeders
LV Panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 20 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 60 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Tabella 3. Caratteristiche del trasformatore trifase immerso in olio minerale

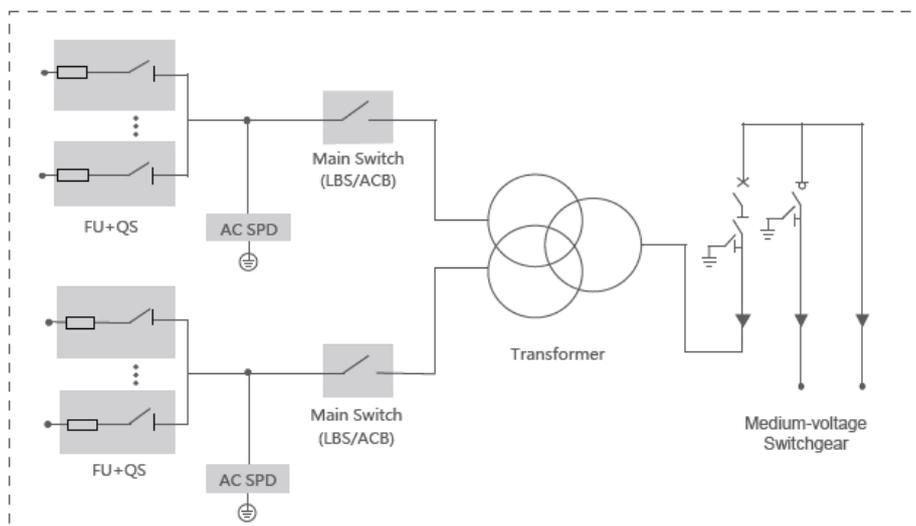


Figura 6. Schema di un possibile collegamento del trasformatore e delle relative protezioni

V. 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.

Le cabine di consegna sono realizzate 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.
-

VI. Stazione di trasformazione 150/30 KV

Per il parco fotovoltaico proposto dalla ITS TURPINO SRL, ed ubicato in agro del Comune di Ramacca (CT) il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di 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, "Chiamante Gulfi - Ciminna".

² Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

³ QGBT - Quadro Generale di Bassa Tensione.

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

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 struttura

La stazione di utenza risulta essere in condominio con altre società, per cui l'area occupata nel complesso è di 6'172 m² circa, mentre quella relativa all'impianto in progetto e di proprietà della ITS TURPINO s.r.l. è di circa 273 m² ed è ubicata nel Comune di Ramacca (CT) precisamente sulla porzione di terreno identificato al NCT al Foglio 76, Particella 91.

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 2,50 m.

Descrizione dell'impianto

L'impianto di utenza è principalmente costituito da:

- ⌘ N° 1 montanti 150 kV di collegamento al trasformatore 150/30 kV costituito da interruttore sezionatore, trasformatore di misura e scaricatore di sovratensione;
- ⌘ N° 2 trasformatori elevatori 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-operai".

La viabilità di servizio di una futura 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 normale 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 dei Comuni di Castel di Iudica e Ramacca (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 S.p.A.

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 rinterrì) 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.

VII. 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 (PTZ⁴) 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.

VIII. Infrastrutture elettriche

⁴ PTZ: Pan - movimento orizzontale, Tilt - movimento verticale e Zoom

Le parti principali costituenti l'impianto elettrico sono:

- ⌚ l'unità di produzione di energia elettrica ossia il *generatore fotovoltaico* (descritto nei precedenti paragrafi);
- ⌚ 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

L'impianto fotovoltaico da realizzare in agro del comune di Ramacca (CT) è costituito da n. 174'420 pannelli fotovoltaici circa; 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, mediante cavidotto, ad AT con la futura costruzione della stazione di "Raddusa 380 kV".

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 da 30 kV si sviluppano all'interno del Comune di Ramacca (CT); i tracciati delle dorsali in progetto sono riportati nella Tav. A.12.b.3, mentre lo schema elettrico nella Tav. A.12.b.6.

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 4.5 km (considerando il solo cavidotto esterno), ricadente 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.

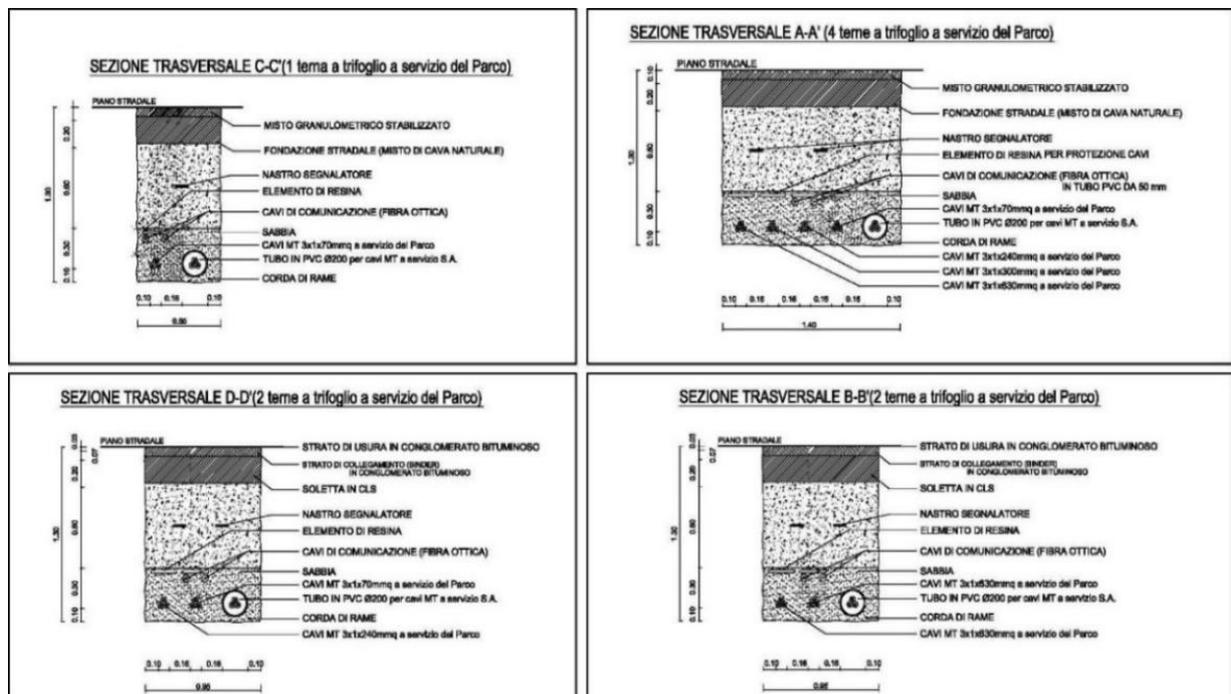


Figura 7. Differenti tipologie di posa del cavidotto

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 da **Errore**. L'origine riferimento non è stata trovata.7, a seguito

⌘ . . . ⌘ . . . _____ . . . ⌘ . . . ⌘

e come riportato in dettaglio sulla Tav. A.12.a.17, e infine il cavidotto esterno, che collega la cabina di consegna alla stazione d'utenza, che ha una lunghezza di circa 4.5 km con sezione di tipo "B-B".

Per il parco fotovoltaico proposto dalla società ITS TURPINO SRL, ed ubicato in agro del Comune di Ramacca (CT), il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di 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, "Chiamonte Gulfi - Ciminna".

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.

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 copri cavo. 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'assestamento 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.

Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrati

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.

IX. 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.

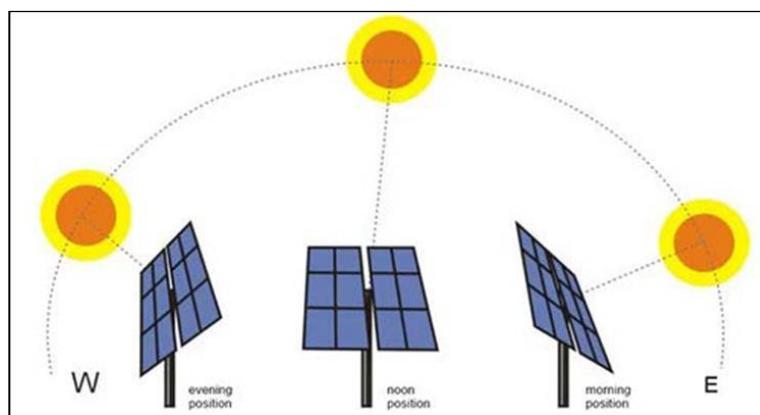


Figura 8. Variazione della posizione del tracker e dunque del modulo in funzione delle ore del giorno

Il tracker monoassiale è in grado quindi di seguire il tragitto del sole (compiuto durante il giorno nella volta celeste) realizzando un angolo di 150° attorno ad un asse di rotazione nord-sud (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**6) in direzione est-ovest.

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 successivo “Sistema di sicurezza dei tracker - Anemometro”);
- ⌘ *solarimetro*, il quale orienta il sistema in direzione della radiazione solare incidente.

Per la tipologia di struttura portante da utilizzare fare riferimento all'elaborato “A.2. *Relazione Geologica*”.

X. 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.

DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

|A| SITO DI INSTALLAZIONE

Di seguito verranno riassunte le caratteristiche di dimensionamento dell'impianto già ampiamente trattate nell'elaborato "A1 - Relazione Generale" allegata al progetto.

L'impianto fotovoltaico proposto dalla società ITS TURPINO SRL è localizzato In Regione Sicilia, in provincia di Catania, nel territorio comunale di Ramacca.

La zona prevista per la realizzazione del parco fotovoltaico è situata ad una distanza, in linea d'aria, di circa 5,4 km a Nord-Est del centro abitato del comune di Raddusa (CT), di 4,5 km a Ovest del centro abitato di Cavalera, frazione di Castel di Iudica (CT) e di 2,7 km a Sud della frazione di Libertinia del comune di Ramacca (CT).

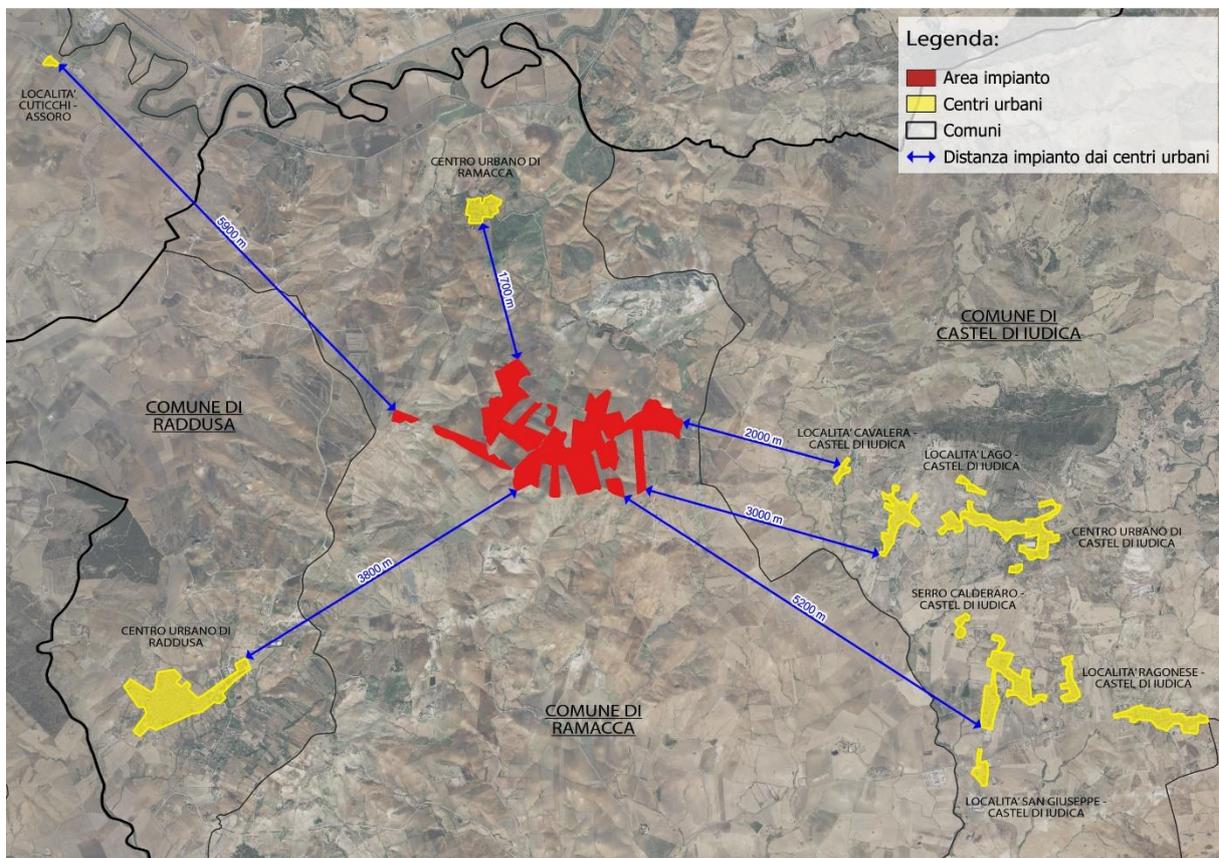


Figura 9. Distanza impianto dai centri abitati

La centrale sarà formata da n° 174'420 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 19.95 kWp per una potenza complessiva di immissione di 95 MW.

L'area del parco fotovoltaico (intesa come l'area racchiusa dalla polilinea che comprende tutti i pannelli) ha un'estensione pari a circa 145 ha di cui 29 ha saranno dedicati alla

mitigazione e compensazione ed i restanti 116 ha alla posa dei pannelli. Di quest'ultima, la superficie captante ne costituisce il 37 %, nel valore di 54 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 di una futura stazione della SE Terna di "Raddusa 380 kV", per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

| B | IRRAGGIAMENTO SOLARE DEL SITO E PREVISIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

L'irraggiamento è il rapporto tra l'energia radiante per unità di tempo che incide su una superficie e l'area della medesima superficie ed è espressa in kW/m^2 , se si assume come unità di tempo l'anno l'irraggiamento si misura in $\text{kWh/m}^2 \text{ a}$.

Come trattato all'interno della relazione "ITS_GRN_A14_Relazione calcolo producibilità impianto", il valore risulta essere maggiore di 1350, valore che si attesterebbe attorno a 1500 se si considerasse invece un'inclinazione ottimale dei pannelli.

Per il calcolo invece della producibilità media annua si fa riferimento ai dati forniti da un software di simulazione PVsyst vers. 7.3.1., pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare impianti isolati o connessi a rete.

Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per le località di progetto: 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 si riportano i dati meteorologici assunti nella simulazione e i risultati principali.

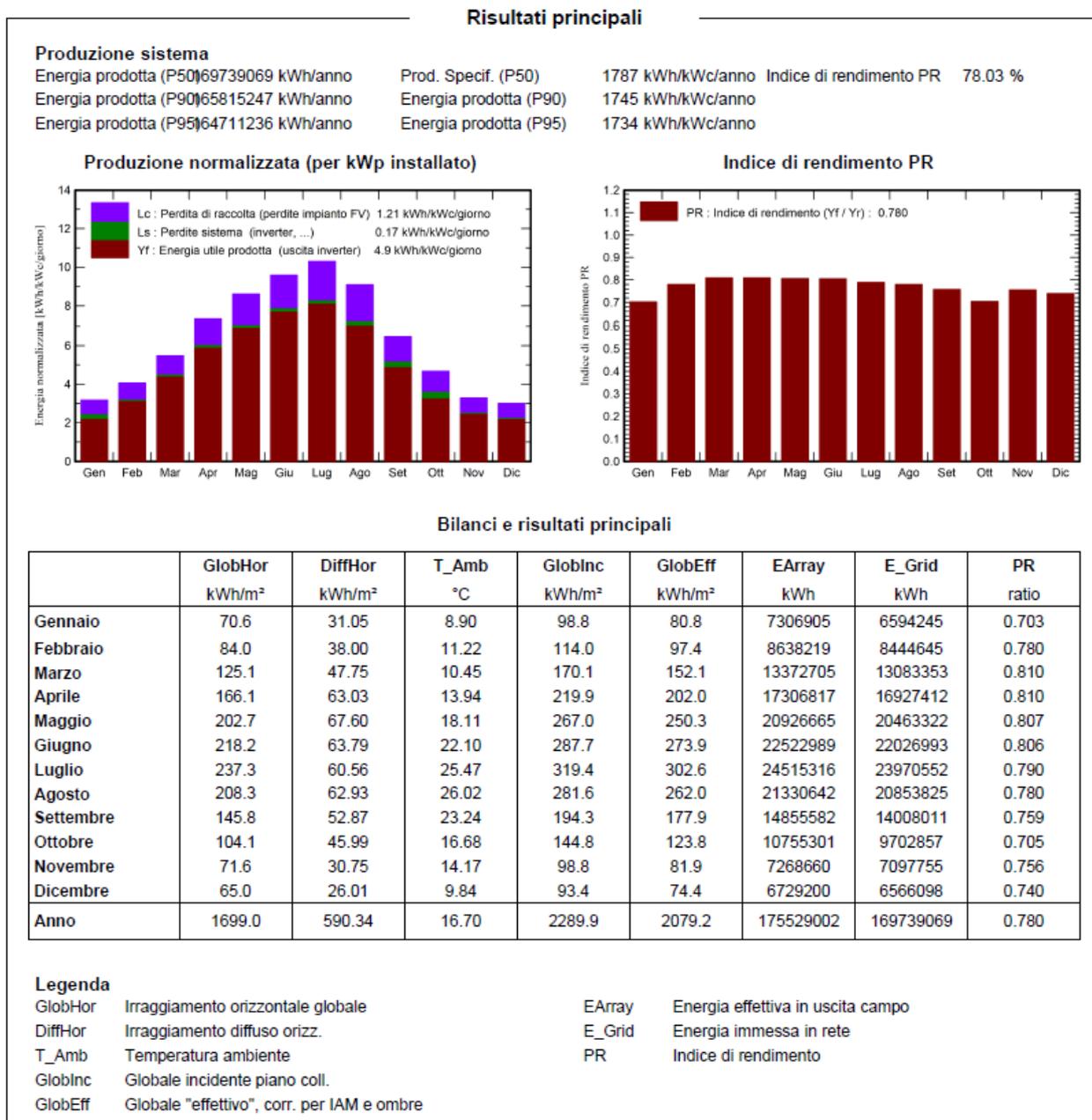


Figura 10. Dati meteorologici e risultati principali simulazione con PVSyst

Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite, dall'elaborazione con PVSyst per l'impianto di progetto la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a **169'739 MWh/anno** come illustrato in tabella:

✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Producibilità netta del layout d’impianto				
Impianto	Potenza nominale [Wp]	N° pannelli	Potenza impianto [MW]	Producibilità [MWh/anno]
ITS TURPINO SRL Granilia	665	174’420	95	169’739

Tabella 3: Producibilità netta del parco fotovoltaico di Granilia 02 da 50 MWp

Per maggiori dettagli consultare l’elaborato “ITS_GRN_14_Relazione calcolo producibilità impianto”.

[C] POSIZIONAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI

Il parco fotovoltaico, oggetto della presente relazione prevede l’installazione di n° 174’420 pannelli circa, aventi potenza unitaria fino a 665 Wp, per una potenza complessiva nominale di 95 MW.

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

- ☉ esposizione a sud del sito;
- ☉ orografia dell’area;
- ☉ interdistanze 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 negli elaborati grafici a corredo del presente progetto. Nella tabella che segue e nella figura successiva sono riportate le coordinate, espresse nel sistema di riferimento UTM WGS 84, dei 4 vertici che racchiudono l’area di impianto.

Coordinate vertici impianto fotovoltaico: sistema di riferimento: WGS 84		
Vertice	Est	Nord
A	461501,1500	4152182,7524
B	465057,9901	4152182,7524
C	465057,9901	4149901,8873
D	461501,1500	4149901,8873

Tabella 4. Coordinate dei vertici che racchiudono il parco fotovoltaico di Granilia da 95 MW



Figura 10: Rappresentazione vertici che racchiudono l'impianto di Granilia - Vedi Tavola A.12.A.5

I terreni su cui insiste il progetto hanno una destinazione d'uso agricola, e sono liberi da vincoli archeologici, naturalistici, paesaggistici, di tutela del territorio, del suolo, del sottosuolo e dell'ambiente idrico superficiale e profondo, ma ricadono in parte nel vincolo idrogeologico.

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)*.

|A| 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 LPS⁵ 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.

|B| 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 LPS - Lightning Protection System

CONCLUSIONI

Il presente elaborato illustra i risultati della valutazione dell'impianto fotovoltaico da realizzarsi in agro dei Comuni di Castel di Iudica e Ramacca (CT).

I calcoli relativi alla produzione energetica 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.

È stata inoltre eseguita la valutazione del rischio di fulminazione delle strutture facenti parti dell'impianto fotovoltaico in progetto. Dalla valutazione eseguita è risultato che l'impianto fotovoltaico è protetto contro il rischio di fulminazione, in relazione alla perdita di vite umane (rischio R1), dagli SPD installati all'arrivo linea e dagli SPD.