

Regione: Sicilia  
Provincia: Enna - Catania  
Comuni: Aidone - Assoro - Enna - Raddusa - Ramacca  
Località: C.da Milocca-Piccirillitto-Arginemete-M.Tonde-Destricella-S. Bartolo

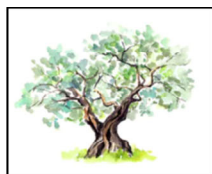
## PROGETTO "ASSORO 2" IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 181,17 MWp E 140 MW IN IMMISSIONE PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo: RS06REL004A0  
RELAZIONE ILLUSTRATIVA GENERALE

Tavola:

# A.1

Progettazione:



ARCADIA srls  
Via Houel 29, 90138 - Palermo

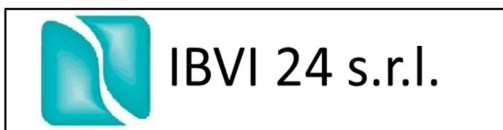
info@arcadiaprogetti.it  
arcadiaprogetti@arubapec.it

Visti / Firme / Timbri:



Note: .....

Data	Rev.	Descrizione revisioni	Elaborato da:	Controllato da:	Approvato da:
13.12.2021	0	PRIMA EMISSIONE	Ing. Maurizio Moscoloni	Arcadia srls	IBVI 24 srl
===== REVISIONI =====					



IBVI 24 srl Viale Amedeo Duca d'Aosta 76 39100 Bolzano (BZ) Ibv24srl@pec.it

## INDICE

1. Premessa .....	2
2. Inquadramento Normativo .....	3
3. Iter Autorizzativo .....	5
4. Il Sito di Impianto .....	6
4.1 Localizzazione.....	6
4.2 Caratteristiche.....	7
4.3 Cartografia di riferimento .....	9
5. L'impianto.....	13
5.1 Descrizione generale dell'impianto.....	13
5.2 Valutazione Tecnica della Componentistica d'impianto .....	17
5.2.1 <i>Produzione di Energia e Principio di Funzionamento</i> .....	17
5.3 Conversione e Trasformazione di Energia (BT/MT).....	21
5.3.1 <i>Cabine di Trasformazione di Energia (BT/MT)</i> .....	23
5.3.2 <i>Campi e Cabine di Generatore</i> .....	25
5.3.3 <i>Cabina generale di impianto SSEU</i> .....	27
5.3.4 <i>Caratteristiche delle apparecchiature di media tensione</i> .....	30
5.3.5 <i>Trasformatore MT/BT</i> .....	31
5.3.6 <i>Protezioni sezione 30 kV</i> .....	31
5.4 Layout del sistema di Frame .....	33
5.5 Cavidotti.....	34
5.6 Sistema di Terra .....	35
5.7 Sistema SCADA.....	36
5.8 Sistema di monitoraggio ambientale .....	37
5.8.1 <i>Stazione meteo</i> .....	38
5.8.2 <i>Piranometro</i> .....	38
5.9 Impianto di Sicurezza e recinzione impianto.....	39
5.11 Viabilità interna di servizio e piazzali.....	41
5.12 Impianto di illuminazione.....	41
6. Opere di regimentazione idraulica .....	42
7. Opere di sistemazione arborea del sito .....	42
8. Connessione alla RTN.....	44
8.1 Elettrodotto di collegamento.....	44
9. Sintesi Attività di Cantiere.....	45
10. Gestione impianto .....	46
11. Fasi e tempi di realizzazione - Diagramma di Gantt.....	46
12. Produzione di rifiuti .....	47
12.1 Terre e rocce da scavo .....	48

## 1. Premessa

La società IBVI 24 S.R.L., in ottemperanza a quanto previsto dell'art. 27-bis del D.Lgs. 152 del 2006, intende attivare la procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale Nazionale ed all'Autorizzazione Unica Regionale per la realizzazione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico della potenza nominale quantificabile in 181,17 MWp, e potenza di immissione di 140,00 MW, la cui ubicazione ricade nei Comuni di Assoro, Aidone ed Enna nella provincia di Enna e di Raddusa in provincia di Catania, nelle località " Milocca, Picirillitto, Arginemele, Mandre Tonde, Desticella e San Bartolo ".

La presente relazione si pone lo scopo di illustrare, oltre alle dovute premesse, che comprendono il quadro normativo e l'iter autorizzativo entro il quale l'intera azione si è mossa, le soluzioni tecniche adottate e le relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione per la stesura del "Progetto Definitivo."

L'intero impianto è stato suddiviso in 5 campi interconnessi da una rete elettrica a MT e collegati alla cabina principale dell'impianto MT/AT SSEU (stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV) posta in posizione baricentrica ai campi e collegata ad una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi-Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna, attraverso un elettrodotto aereo AT della lunghezza di circa 15 Km.

La connessione verrà realizzata secondo la STMG comunicata dal preventivo cod pratica **202001256**, del 13.10.2021.

Il progetto ben si sintetizza con il clima di green wave promosso ormai a più livelli da enti nazionali e sovranazionali. A livello mondiale, la promozione dell'energia sostenibile è il settimo punto fondamentale dei *Sustainable Developements Goals* portati avanti dall'ONU che si prefiggono il raggiungimento di determinati obiettivi entro il 2030, deadline poi adottata anche dall'Unione Europea, con il pacchetto di provvedimenti denominato *winter package*, e, di rimando, dal Governo italiano all'interno del SEN 2017.



Figura 1 Sustainable Developements Goals

In particolare, l'intervento si sviluppa all'interno del quadro delimitato dall'art.12 del D.Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003, il quale delinea le direttive per la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il progetto si inserisce, inoltre, nello spirito di promozione delle FER elettriche, le quali, a livello regionale subiranno un notevole incremento come delineato nel PEARS 2030, che prevede un innalzamento della quota di FER elettriche dal 29.63% al

69.58% e, in particolare, il potenziamento dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici, a vario titolo, a 5.95 TW di produzione.

In questo spirito, alimentato anche dall'adesione al protocollo di Kyoto del 1997 e dal Libro Bianco italiano prodotto dalla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente del 1998, con la presente relazione si intende quindi presentare il progetto definitivo di un impianto fotovoltaico da realizzarsi nel territorio della Regione Siciliana, rientrante nella categoria definita dal D.Lgs 152/2006, All. IV alla parte Seconda, comma 2 lettera b) come “ *impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW*”.

Il presente elaborato ha lo scopo di fornire una panoramica generale completa del progetto definitivo dell'impianto fotovoltaico in oggetto, utile per il rilascio, da parte delle Autorità competenti, delle autorizzazioni e concessioni necessarie alla sua realizzazione.

Il progetto, pertanto, è composto da tre gruppi di elaborati:

- Elaborati tecnico-amministrativi;
- Elaborati grafici;
- Elaborati economico-amministrativi.

## 2. Inquadramento Normativo

Il quadro legislativo entro cui si è svolta l'intera attività di progetto è descritto nel seguito, si fa particolare riferimento allo Studio di Impatto Ambientale, alla connessione con la Rete di Trasmissione Nazionale, alle Opere Civili e alla Sicurezza.

Lo **Studio di Impatto Ambientale** è stato redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs. 152/2006 aggiornato al D.Lgs. 104/2017.

Per la normativa concernente le disposizioni in materia di **Rumore** si è fatto riferimento a:

- L. 447/95 *Legge Quadro* e successivi decreti attuativi.
- Dpcm 14/11/1997 sulla *Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore*.
- Dpcm 1/3/1991 su *Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*.

Riguardo la **promozione e la definizione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili**, ci si è tenuti entro i limiti tracciati da:

- D.Lgs. 387/2007
- D.Lgs. 28//2011

Riguardo alla connessione con la Rete di Trasferimento Nazionale e le relative opere atte a garantirne la connessione con l'impianto, si fa riferimento a:



- **Regio Decreto 11 dicembre 1933**, n. 1775 "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici;
- **D.P.R. 18 marzo 1965**, n. 342 "Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica";
- **Legge 28 giugno 1986**, n. 339 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- **D.Lgs 31 marzo 1998**, n. 112 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59";
- **Norma CEI 211-4/1996** "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche";
- **Norma CEI 211-6/2001** "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo"
- **Norma CEI 11-17/2006** "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- **CEI 0-2** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
- **CEI 11-1** Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- **CEI 11-17** Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- **CEI 11-20** Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria
- **CEI 13-4** Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica
- **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
- **CEI 20-40** Guida per l'uso di cavi in bassa tensione
- **CEI 20-67** Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV
- **CEI 22-2** Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
- **CEI 23-46** Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati
- **CEI 23-51** Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare
- **CEI 64-8** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- **CEI 64-12** Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
- **CEI 81-1** Protezione delle strutture contro i fulmini
- **CEI 82-1** Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
- **CEI 82-2** Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per celle solari di riferimento

- **CEI 82-3** Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI 82-4** Protezione contro la sovratensione dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia - Guida
- **CEI 82-8** Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- **CEI 82-9** Sistemi fotovoltaici – Caratteristica dell'interfaccia di raccordo alla rete
- **CEI 82-15** Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- **CEI 82-16** Schiere di moduli fotovoltaici in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- **CEI 82-17** Sistemi fotovoltaici di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
- **CEI 82-22** Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- **CEI 82-25** Guida per la realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
- **DM 29/05/2008** "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti".
- **Legge 22 febbraio 2001**, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche.

La realizzazione delle **Opere Civili** è a norma di:

- **Legge 5 novembre 1971**, n. 1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";
- **Legge 2 febbraio 1974**, n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche".
- **D.M. 17.01.2018** "Aggiornamento norme tecniche per le costruzioni".

La **Sicurezza** è stata trattata secondo:

- **D.Lgs. 9 aprile 2008** "Testo unico sulla sicurezza"

### 3. Iter Autorizzativo

La procedura attraverso la quale si ottiene l'autorizzazione alla messa in opera di un impianto per la produzione di energia da fonte rinnovabile, e nel caso particolare in esame da impianti fotovoltaici, è regolata dall'art.12 del D.Lgs n. 387 del 29/12/2003 Attuazione della Direttiva n. 2011/77/CE relativa alla promozione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Su tale procedura autorizzativa, si innesta l'endoprocedimento relativo al rilascio della V.I.A (Valutazione d'impatto Ambientale) disciplinato dal D.Lgs. 03 aprile 2006, n.152 e ss.mm.ii..

I due procedimenti vengono integrati in un unico iter al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate e sintetizzato in una conferenza di servizi.

## 4. Il Sito di Impianto

### 4.1 Localizzazione

L'area di sedime su cui sorgerà l'impianto ricade all'interno dei territori comunali di Assoro, Aidone ed Enna nella provincia di Enna e di Raddusa in provincia di Catania, a circa 8,5 Km in direzione Sud-Est dal centro abitato di Raddusa, a circa 11,65 Km in direzione Nord dal Centro abitato di Assoro, a circa 12,5 Km in direzione Sud-Ovest dal centro abitato di Aidone ed a 18 Km in direzione Nord-Ovest dal centro abitato di Enna, in una zona occupata da terreni agricoli e distante da agglomerati residenziali. Le opere di connessione tra le quali la SSEU da 150 kV/30 kV ricadono tutti in territorio di Assoro (En), Raddusa (Ct) e Ramacca (Ct).

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, e rurale che si collega con la viabilità statale costituita dalla A19 Palermo – Catania, la SS 192 della Valle del Dittaino, e dalla viabilità provinciale costituita dalla SP 4, SP 62, SP 35B, SP 20, SP75, dalla Strada Vicinale Valle di Monaca e dalla Reggia Trazzera Calascibetta Palagonia.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli nn° 55, 56, 61, 63, 64 e 66 del Comune di Assoro; nei Fogli nn° 7 e 10 del Comune di Aidone; nel Foglio n° 118 del Comune di Enna e nei Fogli nn° 1 e 2 del Comune di Raddusa, mentre le opere di connessione sono ricomprese nei fogli 56, 61, 64 e 66 del Comune di Assoro e nei fogli 122, 121, 118 e 119 del Comune di Enna. Le particelle interessate risultano le seguenti:

A) Comune di Assoro (EN):

- Foglio n° 55, Particelle nn° 241, 243, 244 E 245;
- Foglio n° 56, Particelle nn° 44, 45, 108, 130,131, 132, 133, 134, 143, 467, 488 e 495;

B) Comune di Assoro (EN) e di Enna:

#### Assoro

- Foglio n°61, particelle nn° 15, 63 e 75;
- Foglio n°66 , particelle nn° 4, 43, 52, 66, 75, 80, 81, 83, 84, 85, 86 e 145;

#### Enna

- Foglio n°118, particelle nn° 1, 3, 4, 40, 64, 65, 66 e 67;

C) Comune di Assoro (EN):

- Foglio n°63, particelle nn° 18, 22, 26, 52, 53, 61, 62, 89, 93, e 103;
- Foglio n°64, particelle n° 61;

D) Comune di Raddusa (CT):

- Foglio n°1, particelle nn° 28 e 29;
- Foglio n°2, particelle nn° 10, 13, 16, 18, 19, 21, 22, 24, 47, 48, 49, 50 e 51;

E) Comune di Aidone (EN):

- Foglio n°7, particelle nn° 13, 18, 20, 21, 26, 27, 80, 81, 82, 90, 94, 97, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 145, 147, 148, 149, 200, 225, 226, 227, 229, 230, 231, 232, 262, 263, 264, 271, 272, 273, 274, 275, 276 e 277 ;
- Foglio n°10, particelle nn° 4, 63, 69, 78, 80, 81, 88, 91, e 131.

## 4.2 Caratteristiche

Il terreno è caratterizzato da una conformazione variabile e si presenta:

- con un andamento collinare e pendenza verso nord e disposto longitudinalmente a Nord-Sud, condizione, quest'ultima, che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- accessibile dalla viabilità locale, e rurale che si collega con la viabilità statale costituita dalla A19 Palermo – Catania, la SS 192 della Valle del Dittaino, e dalla viabilità provinciale costituita dalla SP 4, SP 62, SP 35B, SP 20, SP75, dalla Strada Vicinale Valle di Monaca e dalla Reggia Trazzera Calascibetta Palagonia.
- privo di vincoli sia ambientali che geomorfologici ad esclusione degli elettrodotti di collegamento, che comunque interrati, percorrono, per la maggior parte la viabilità esistente;
- privo di vincoli ed ostacoli che possano compromettere l'insolazione del campo fotovoltaico.

Esaminando la documentazione relativa alle aree interessate dal progetto, si evince che il sito:

- risulta classificato, in base piani e regolamenti urbanistici del Comuni di Assoro, Aidone, Enna, Raddusa e Ramacca, come *area Verde agricolo*.

In merito a tutti gli aspetti riguardanti la geologia, l'idrologia e la sismica si rimanda allo specifico elaborato "*Relazione geologico-tecnica*", di cui si riporta nel seguito una sintesi.

L'area oggetto di studio ricade nella porzione centro-orientale della Sicilia, precisamente si estende, tra il Fiume Dittaino a NORD e il fiume Gornalunga a SUD, tra Valguarnera Caropepe ad OVEST e Libertinia ad EST, e ricade all'interno del bacino idrografico del Fiume Simeto.

Dal punto di vista *morfologico*, l'area in studio si sviluppa tra quota 300 m s.l.m. e quota 600 m s.l.m., è caratterizzata da un paesaggio collinare definito da una notevole varietà di forme fondamentalmente legate alle differenti litologie affioranti, con versanti poco acclivi ed estesi, interrotti da dorsali montagnose in corrispondenza di termini litologici a comportamento pseudo-lapideo.

Dal punto di vista *idrografico* la vasta area in esame è caratterizzata dalla presenza di una evidente e chiara rete di deflusso delle acque meteoriche, ciò è giustificato dalla tipologia dei terreni affioranti. Il reticolo fluviale locale è rappresentato dal il Fiume Dittaino, affluente in destra del Fiume Simeto, entrambi rappresentano le principali linee di deflusso idrico superficiale.

Dal punto di vista *idrogeologico* i corpi idrogeologici più permeabili rappresentano, degli acquiferi di importanza più o meno significativa, a seconda delle locali caratteristiche di permeabilità dei litotipi e della estensione latero-verticale dei depositi. Ad essi si aggiungono, alcuni corpi idrogeologici poco permeabili considerati come degli acquiclude, in quanto tamponano lateralmente e verticalmente gli acquiferi sotterranei principali. Anche gli *acquiferi alluvionali* sono sede di corpi idrici sotterranei, in parte separati ed in parte interconnessi, con caratteristiche di falde libere o semiconfiniate, la superficie piezometrica è individuabile a profondità comprese tra 3 e 9 m circa dal p.c.

Così pure i *depositi terrazzati*, presenti ai margini del fondovalle del F. Dittaino, sono sede di falde di modesta importanza e a carattere essenzialmente stagionale, la profondità della superficie piezometrica è estremamente variabile, tra i 5 e 10 m circa.

Dal punto di vista *geotecnico*, il sottosuolo presenta, per come si è desunto dalle prove sismiche MASW, un grado di rigidità medio-basso sotto il profilo delle velocità sismiche è riconducibile mediamente alla ***Categoria B e C, con percentuali del 15% nella Categoria B e dell'85% nella categoria C.***

Da quanto sin qui riportato, e dalla lettura di detta relazione è possibile evincere che, in base alle caratteristiche litologiche, geomorfologiche ed idrogeologiche dei terreni di sedime, l'area risulta idonea alla realizzazione di quanto previsto in progetto.

L'introduzione, quindi, dei pannelli fotovoltaici in situ creerà delle modifiche modeste al suolo, al territorio e al paesaggio e non determinerà interazioni con la flora e la fauna suscettibili di svolgere potenzialmente un'azione alterante gli equilibri.

La mancata esistenza di vincoli poi, quali:

- Parchi e riserve
- SIC (Siti di Importanza Comunitaria)
- ZPS (Zone Di Protezione Speciale)

è l'ulteriore dimostrazione che, a livello di biocenosi, l'area interessata mostra scarsità di presenze e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per l'ambiente.

Si rimanda alle relazioni *Agronomiche e Floro Faunistiche* per un'analisi approfondita.

### 4.3 Cartografia di riferimento

Il nuovo impianto fotovoltaico insisterà, così come accennato precedentemente, su dei lotti di terreno ricadenti nel territorio comunale di Assoro, Aidone ed Enna nella provincia di Enna e di Raddusa in provincia di Catania, nelle località “ Milocca, Piccirillo, Arginemele, Mandre Tonde, Desticella e San Bartolo ”.

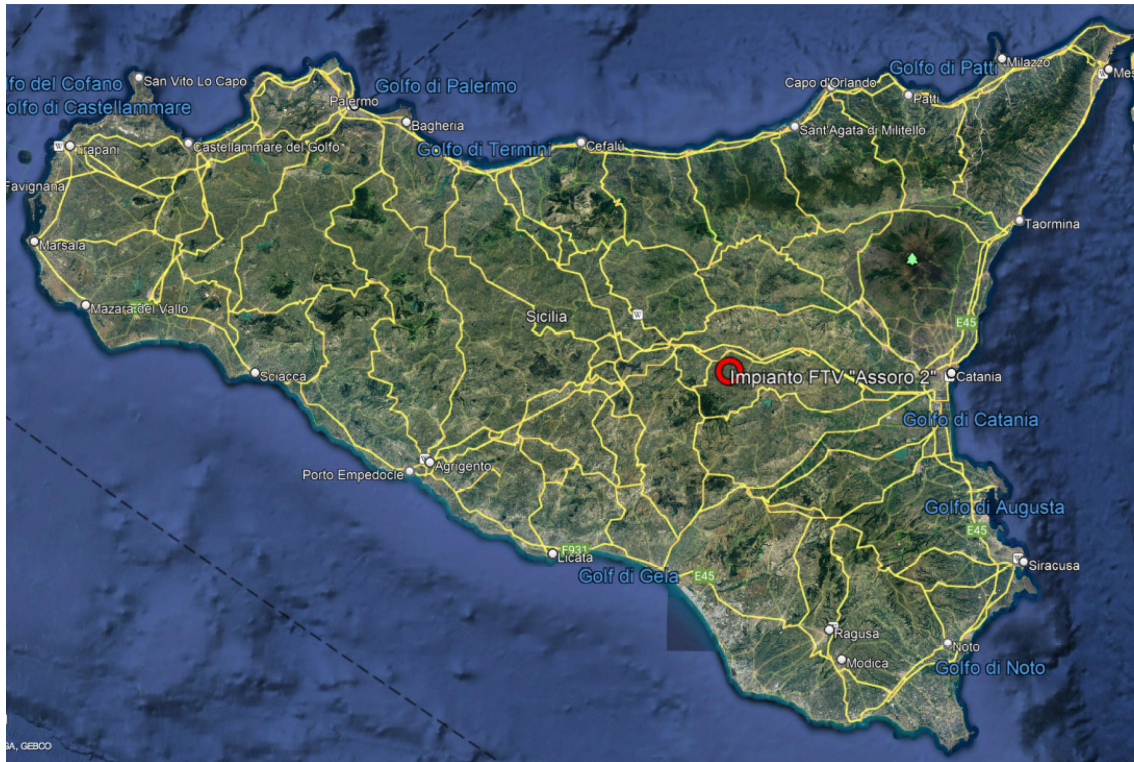


Figura 2 Localizzazione su immagine satellitare

I lotti di terreno occupati dai campi fotovoltaici sono estesi rispettivamente:

- Area A “Milocca” Ha 76.92
- Area B “ Piccirillito” Ha 81,56
- Area C “Arginemele” Ha 29.29
- Area D “Mandre Tonde” Ha 44.88
- Area E “Desticella” Ha 61.25
- Area F “San Bartolo” Ha 120.67

Si chiarisce che, all’interno delle 6 aree, individuate territorialmente con le lettere da A a F, si è previsto di installare 5 campi fotovoltaici che compongono l’intero parco. Ciò ha comportato la necessità di aggregare le aree prima denominate secondo le necessità dettate dal progetto elettrico secondo il seguente schema:

- Campo Fotovoltaico “A” ricadente interamente all’interno dell’Area A “Milocca”;
- Campo Fotovoltaico “B” ricadente all’interno delle Aree: B “Piccirillito”, C “Arginemele”, ed in parte nell’area D “Mandre tonde”;
- Campo Fotovoltaico C ricadente interamente all’interno dell’Area D “Mandre Tonde”;
- Campo Fotovoltaico D ricadente interamente all’interno dell’Area E “Desticella”;
- Campo Fotovoltaico E ricadente interamente all’interno dell’Area F “San Bartolo”;



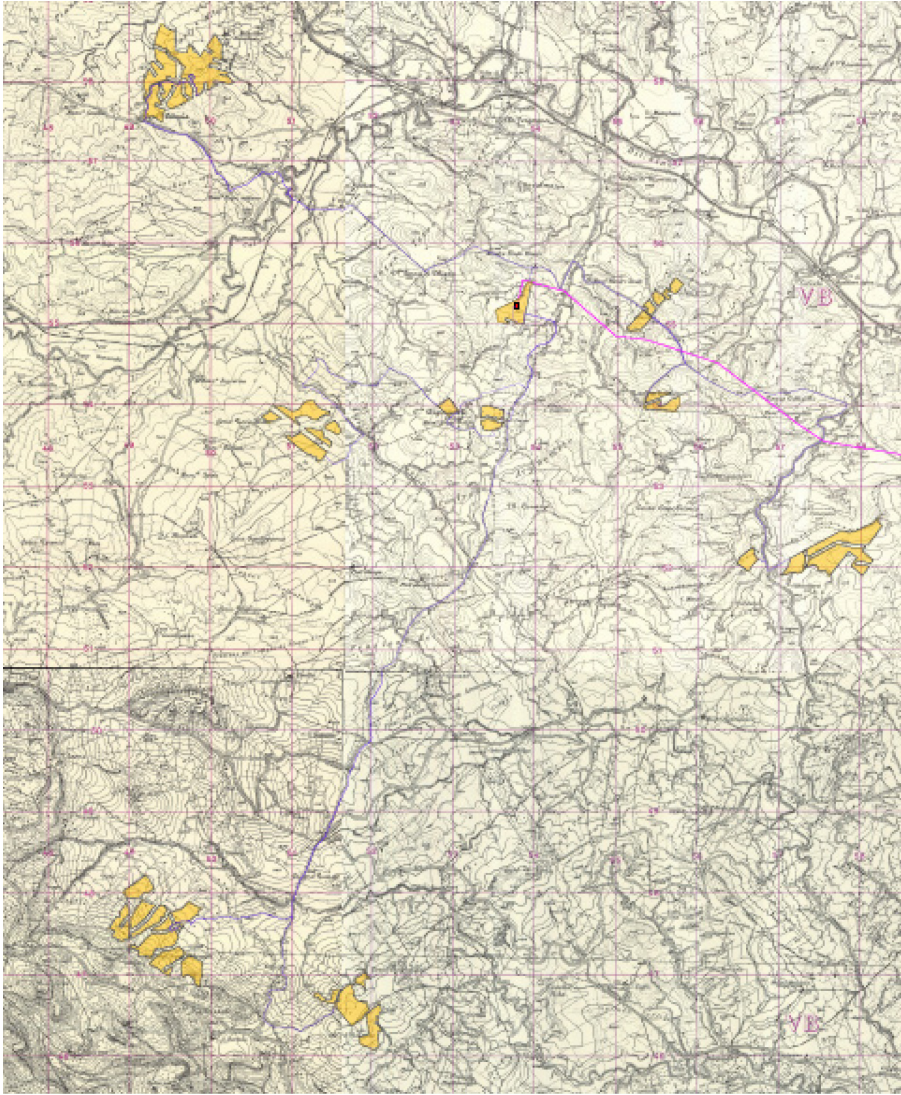


Figura 3 Inquadramento impianto su base IGM 1:25.000

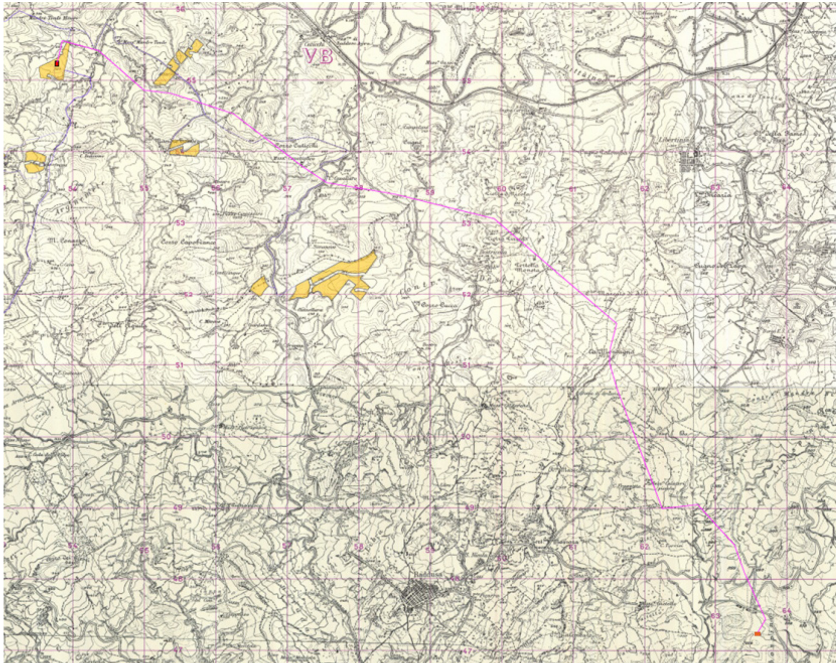


Figura 4 Inquadramento Elettrodotto aereo di connessione su base IGM 1:25.000



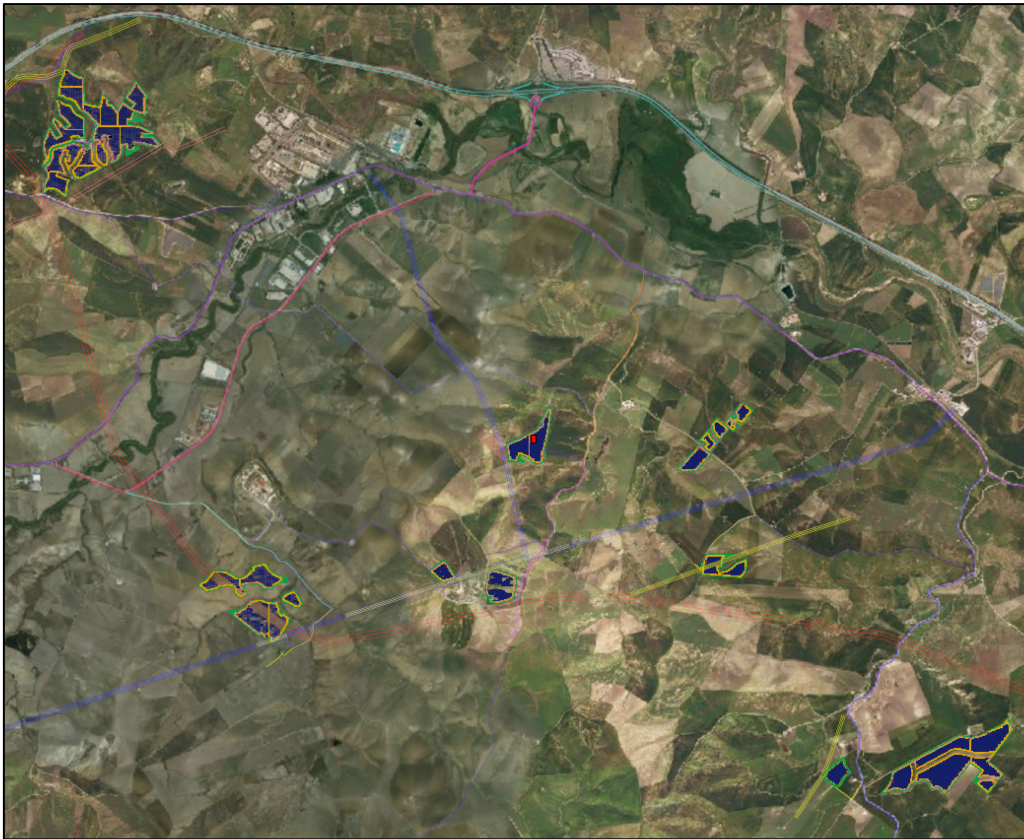


Figura 5 Inquadramento impianto su ortofoto

La cabina principale dell'impianto MT/AT SSEU (stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV) sarà posta in posizione baricentrica all'interno del Campo "B". Il collegamento dell'impianto con la SE, una nuova stazione elettrica RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Chiaromonte Gulfi-Ciminna", avverrà attraverso un elettrodotto aereo AT della lunghezza di circa 15 Km.

Nel seguito si riportano gli inquadramenti dell'impianto sulla carta tecnica regionale al 10.000.

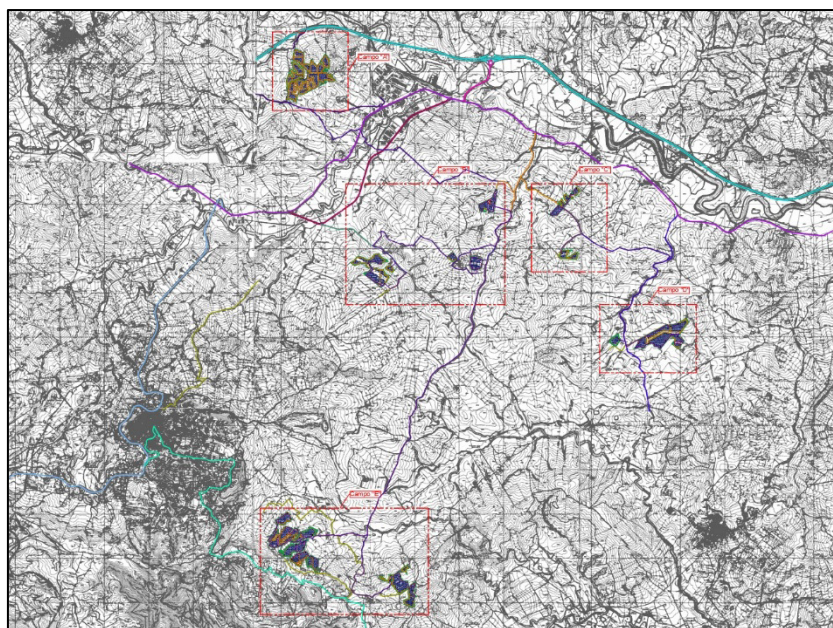


Figura 6 inquadramento impianto su CTR 1:10.000



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

- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche “268 I-SE (CALDERARI)”, “268 II-NE (VALGUARNERA CAROPEPE)”, “269 IV-SO (LIBERTINIA)”, “269 III-NO (RADDUSA)”.
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1:10.000, fogli nn° 632020, 632060, 632070, 631000.

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

SISTEMA UTM 33 WGS84 – COORDINATE ASSOLUTE			
Posizione	E	N	H
Impianto Fv - Campo A (baricentro area)	37.565911°	14.427413°	369 m
Impianto Fv - Campo B (baricentro area)	37.528418°	14.460099°	379 m
Impianto Fv - Campo C (baricentro area)	37.536955°	14.487455°	295 m
Impianto Fv - Campo D (baricentro area)	37.512850°	14.515759°	282 m
Impianto Fv - Campo E (baricentro area)	37.467255°	14.440562°	463 m
Cabina di raccolta e Trasformazione SSEU AT/MT	37.540843°	14.475975°	320 m

*Tabella 1 Coordinate assolute parco FV e SSE*

## 5. L'impianto

### 5.1 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto nel suo complesso sarà costituito delle seguenti componenti:

- Un collegamento elettrico del parco fotovoltaico alla rete di trasmissione di alta tensione (RTN), che avverrà tramite degli stalli dedicati presso la SE, una nuova stazione elettrica RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiaramonte Gulfi-Ciminna. La SSEU di impianto e trasformazione AT/MT verrà collegata in antenna attraverso una linea in cavo AT aereo a tensione pari a 150 kV dello sviluppo di circa 15 Km;
- Una sottostazione utente di trasformazione AT/MT 150/30 kV/kV SSEU, composta da una protezione generale e da un sistema di sbarre a 150 kV alle quali collegare in parallelo, attraverso 1 stallo in AT due trasformatori AT/MT e i relativi dispositivi di protezione. All'interno della sottostazione verrà collocata anche la cabina MT (cabina di consegna) contenente:
  - gli organi di sezionamento e protezione delle tre linee in media tensione interrate provenienti dai rispettivi campi A, B, C, D ed E;
  - il trasformatore di servizio completo di protezioni lato MT e lato BT;
  - i quadri elettrici in CA relativi ai servizi ausiliari;
  - un gruppo di continuità;
  - un gruppo elettrogeno.
- Un parco fotovoltaico composto, della potenza complessiva di 181.170 kWp, con le seguenti componenti principali:
  - n°1 cabina di Impianto MT, su cui convergeranno le 5 linee provenienti dai campi
  - n°61 cabina di generazione con un numero variabile di trasformatori della potenza di 3.200 kW e 1.600 kW, in relazione all'estensione del campo e di conseguenza al numero di moduli installati, contenenti:
    - due quadri di parallelo inverter in corrente alternata ai quali confluiranno le uscite CA degli inverter dislocati nel campo;
    - un trasformatore in olio MT/BT di potenza variabile secondo le taglie pari a 3.200 kVA , 1.600 kVA, con doppio avvolgimento secondario;
    - quadri MT a protezione del trasformatore e delle linee in entra-esce.
  - N° 700 inverter trifase , aventi la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dai moduli da corrente continua a corrente alternata. A ciascun inverter, la cui potenza nominale è pari a 200 kW, verranno attestate 18 linee in CC provenienti da altrettante stringhe;
  - 297.000 moduli fotovoltaici del tipo monofacciali di potenza pari a 610 Wp, installati su strutture metalliche fisse di sostegno, raggruppati in stringhe variabili da 23 a 24 unità per una potenza complessiva pari a 181,17 MW.

L'impianto è completato da:

- Tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- Opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, telecontrollo.

L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e da un sistema di accumulo ad esso connesso (sola predisposizione).

Il generatore fotovoltaico avrà una potenza nominale complessiva pari a 181.170 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà quindi formato da n 5 campi di potenza complessiva pari a quella nominale dell'impianto, suddivisi poi in generatori di potenza variabile attestati alle rispettive cabine di trasformazione; gli inverter di stringa di ciascun generatore, dove avviene il parallelo delle stringhe e il monitoraggio dei dati elettrici, verranno attestati a gruppi presso le Cabine di trasformazione.

Nelle seguenti tabelle si riporta la composizione dei Campi e dei relativi generatori:

Campo	N° Moduli	N° Stringhe	N° Inverter	P <sub>IN</sub> Sezione INV DC [kWp]	PIN Sezione INV AC [kW]
A	74.520	3.240	180	45.457,20	36.000,00
B	45.792	1.908	106	27.933,12	21.200,00
C	18.144	756	42	11.067,84	8.400,00
D	51.840	2.160	120	31.622,40	24.000,00
E	106.704	4.536	252	65.089,44	50.400,00
<b>Totale</b>	<b>297.000</b>	<b>12.600</b>	<b>700</b>	<b>181.170,00</b>	<b>140.000,00</b>

Tabella 2 Suddivisione Campi

Campo	Generatore N°	Numero Moduli	Potenza Modulo [W]	Moduli per stringa	N Stringhe	Stringhe per Inverter	N° Inverter	P DC [kW]	P AC [kVA]	Rapporto di Utilizzo [P <sub>in</sub> DC / P <sub>out</sub> AC]
A	CTA 01	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 02	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 03	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 04	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 05	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 06	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 07	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 08	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 09	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 10	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26

Campo	Generatore N°	Numero Moduli	Potenza Modulo [W]	Moduli per stringa	N Stringhe	Stringhe per Inverter	N° Inverter	P DC [kW]	P AC [kVA]	Rapporto di Utilizzo [P <sub>in</sub> DC / P <sub>out</sub> AC]
	CTA 11	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 12	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 13	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 14	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTA 15	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
B	CTB 01	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 02	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 03	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 04	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 05	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 06	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 07	1.728	610	24	72	18	4	1054,08	800	1,32
	CTB 08	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 09	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTB 10	2.592	610	24	108	18	6	1581,12	1200	1,32
C	CTC 01	5184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTC 02	5184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTC 03	2592	610	24	108	18	6	1581,12	1200	1,32
	CTC 04	5184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
D	CTD 01	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 02	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 03	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 04	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 05	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 06	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 07	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 08	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 09	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 10	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
	CTD 11	5.184	610	24	216	18	12	3.162	2.400	1,32
E	CTE 01	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 02	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 03	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 04	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 05	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 06	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 07	2.592	610	24	108	18	6	1581,12	1200	1,32
	CTE 08	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 09	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 10	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32

Campo	Generatore N°	Numero Moduli	Potenza Modulo [W]	Moduli per stringa	N Stringhe	Stringhe per Inverter	N° Inverter	P DC [kW]	P AC [kVA]	Rapporto di Utilizzo [P <sub>in</sub> DC / P <sub>out</sub> AC]
	CTE 11	5.184	610	24	216	18	12	3162,24	2400	1,32
	CTE 12	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 13	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 14	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 15	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 16	2.484	610	23	108	18	6	1515,24	1200	1,26
	CTE 17	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 18	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 19	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 20	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
	CTE 21	4.968	610	23	216	18	12	3030,48	2400	1,26
Totale Numero Moduli		297100								
Totale Inverter							700			
Totale Potenza DC [MWp]								181170		
Totale Potenza AC [MW]									140000	

Tabella 3 : Configurazione Generatori

Nella tabella seguente sono riportati i dati complessivi:

CONFIGURAZIONE IMPIANTO	
N° MODULI	297.000
N° STRINGHE	12.600
N° INVERTER	700
POTENZA DC [MWp]	181,17
POTENZA AC [MW]	140

Tabella 4 Dati Complessivi di impianto

## 5.2 Valutazione Tecnica della Componentistica d'impianto

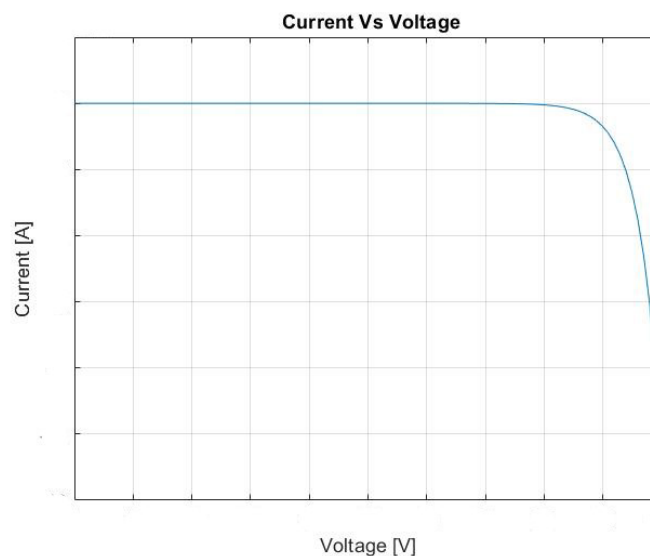
### 5.2.1 Produzione di Energia e Principio di Funzionamento

Il presente progetto, come ampiamente anticipato nelle pagine precedenti, mira alla realizzazione e alla messa in esercizio di un impianto fotovoltaico della potenza nominale di 181,17 MWp. Il numero di pannelli necessari è decisamente elevato, in numero di 297.000 moduli; pertanto, non è pensabile poterli concentrare in un'unica area. La potenza nominale è quindi raggiunta consentendo alle varie parti dell'impianto di operare sinergicamente al raggiungimento della potenza di targa. La produzione di energia elettrica è quindi affidata al sottosistema base costituente l'impianto, la cella fotovoltaica, la quale, sfruttando appunto l'effetto fotovoltaico, traduzione nei materiali semiconduttori dell'effetto fotoelettrico, produce energia elettrica trasformandola a partire dalla radiazione solare incidente. Sostanzialmente si ottiene dell'energia elettrica dalla differenza di potenziale di un elettrone che passa da una banda di valenza a quella di conduzione a causa dell'assorbimento di un fotone.

Nelle applicazioni in esame, quest'effetto è ottenuto mediante l'eccitazione degli elettroni di un materiale cristallino, in generale silicio, tramite assorbimento della radiazione solare. Si produce quindi una differenza di potenziale che viene sfruttata per produrre corrente, questo effetto è descritto adeguatamente dall'equazione del diodo ideale di Shockley.

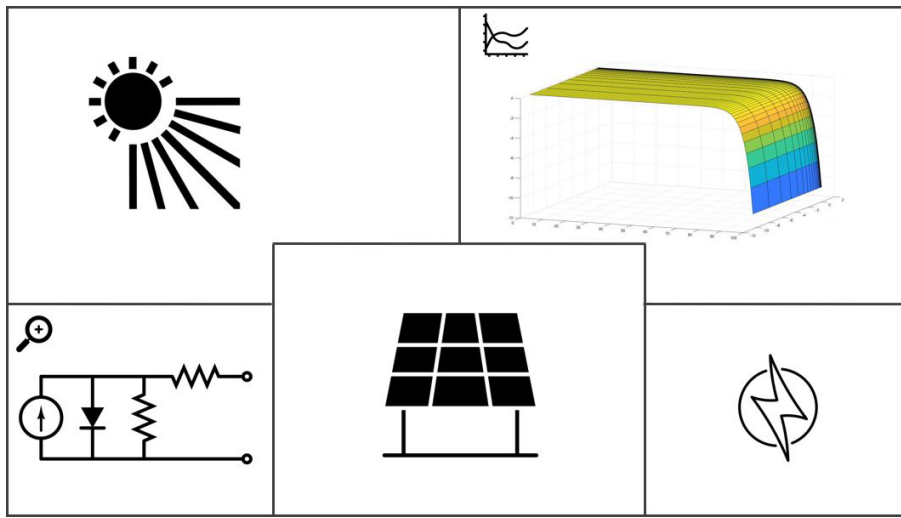
$$I = I_S - I_o \left( e^{\frac{qv_o}{\eta kT}} - 1 \right) \frac{V_o}{R_p}$$

Si riporta in Figura 7 la caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica.



Dall'esame della **Figura 7**, si nota immediatamente come esista un valore di tensione che determina un cedimento della corrente e quindi della tensione, questo effetto, noto come tensione di breakdown è determinato da due effetti chiamati *effetto tunnel* e *moltiplicazione a valanga*, la trattazione di questi due argomenti tuttavia esula dallo scopo del presente elaborato. Questo effetto però è determinante nella pratica perché determina un grosso limite nell'ottimizzazione della massima potenza estraibile da una cella fotovoltaica, a questo scopo si progettano dei controllori che determinano un'azione tesa alla massimizzazione dell'estrazione di potenza ad opera degli inverter.

Nella figura seguente si descrive per immagini il ciclo della produzione di energia.



A valle di un'attenta analisi di fattibilità tendente alla massimizzazione e conseguente sintesi di due funzioni di costo definite in: performance di potenza e onere economico, l'output ottenuto è stato quello dell'uso di due tipi di pannelli fotovoltaici monocristallini prodotti Jinko Solar della taglia di 610 Wp mono facciale.

*Si precisa che l'indicazione del produttore e del modello sono a puro titolo esemplificativo, in fase di progettazione esecutiva sarà possibile modificare la scelta anche in relazione allo sviluppo tecnologico e alla tipologia presente sul mercato.*

### **Moduli mono facciali**

Sinteticamente, il pannello è costituito da moduli in Silicio monocristallino a 156 (2 x 78) celle con una potenza nominale di 610Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è variabile da 23 a 24 con tensione di stringa variabile in funzione della temperatura. Infatti, se consideriamo la dipendenza della tensione della cella dalla temperatura, ovvero:

$$V = V_{ref} + \gamma_V(T - T_{ref})$$

In cui:

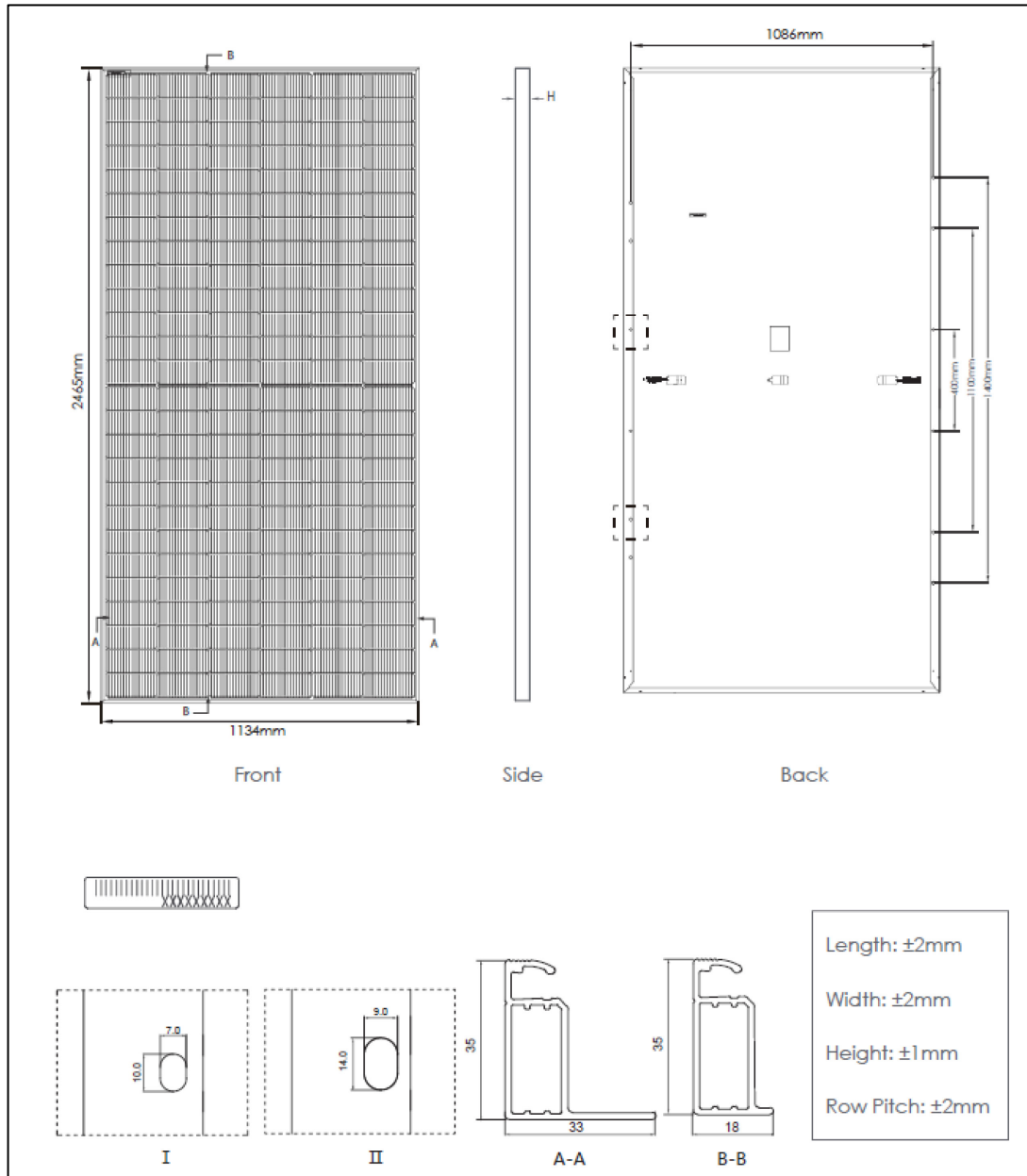
- V: tensione di output [V]

- $V_{ref}$ : tensione di riferimento in STC;
- $\gamma_V$ : coefficiente di temperatura per la tensione [mV/K];
- T: temperatura operativa;
- $T_{ref}$ : temperatura di riferimento in STC.

la tensione di output della cella diminuisce all'aumentare della temperatura.

Dal punto di vista

In Figura 9 sono riportati i disegni di dettaglio del modulo fotovoltaico.



Parallelamente, si riportano i data sheet forniti dal produttore per il modello scelto e reperibili in [1].



Module Type	JinKO SOLAR JKM610N-78HL4	
	STC	NOCT
Maximum Power [Wp] ( $P_{max}$ )	610	459
Maximum Power Voltage [V]	45,59	42,28
Maximum Power Current [A]	13,38	10,85
Open-Circuit Voltage [V] ( $V_{oc}$ )	55,25	52,48
Short-Circuit Current [A] ( $I_{sc}$ )	14,11	11,39
Module Efficiency STC [%]	21,82	
Operating Temperature [°C]	[-40; +85]	
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating [A]	30A	
Power Tolerance [%]	[0; 3]	
Temperature Coefficient of $P_{max}$	-0.30 %/C	
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.25 %/C	
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.046 %/C	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C	

Tabella 5 Data Sheet Pannello – 1

Mechanical Characteristics	
Cell Type	Monocrystalline
No. of cells	156
Dimensions	2465x1134x35mm
Weight	30,6 kg
Front Glass	3,2 mm, Anti-Reflection Coating
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	Ip68 Rated
Output Cables	TUV 1x 4.0 mm <sup>2</sup> Lunghezza (+)400; (-)200 mm or customized length

24

I pannelli utilizzati saranno a basso indice di riflettanza al fine di minimizzare il fenomeno dell'abbagliamento. nello specifico secondo quanto dichiarato dalla casa produttrice questo può quantificarsi nel 6 ~6,5%.

Pertanto, può affermarsi che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'ambiente circostante è da ritenersi influente nel computo degli impatti.

In un grande campo fotovoltaico, più moduli solari sono collegati in serie in una stringa per aumentare la tensione fino a livelli adeguati all'inverter. Più stringhe di moduli solari vengono quindi combinate insieme in parallelo per moltiplicare le correnti di uscita delle stringhe a livelli più alti per l'ingresso nell'inverter.

### 5.3 Conversione e Trasformazione di Energia (BT/MT)

L'inverter ha la funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA).

Avendo adottato una configurazione ad inverter distribuiti, il parco fotovoltaico sarà caratterizzato dalla presenza di 750 inverter opportunamente posizionati al fine di contenere la lunghezza dei collegamenti in CC (cavi di stringa).

L'inverter selezionato, denominato SUN2000-215KTL-H0 è prodotto da HUAWEI; ed ha le seguenti caratteristiche.



*Figura 10: Immagine dell'inverter Sun 2000-215KTL-H1*

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

Tabella 6 Data Sheet Inverter

### 5.3.1 Cabine di Trasformazione di Energia (BT/MT)

La produzione di energia a valle di un pannello fotovoltaico si presenta come corrente continua (DC) e a bassa tensione, diventa quindi necessaria la sua conversione e successiva trasformazione in media tensione (MT) come primo trattamento teso al raggiungimento di un livello di tensione adeguato all'immissione sulla rete elettrica ad alta tensione (AT).

In sintesi, la conversione e prima trasformazione della corrente a valle del pannello viene effettuata all'interno degli inverter.

Gli inverter, a gruppi di 4, 8 e 12 verranno collegati ai quadri di parallelo CA collocati all'interno delle cabine di Trasformazione.

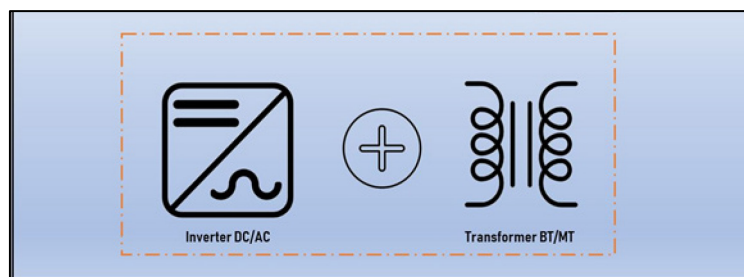


Figura 11 Schema semplificato trasformazione

La cabina di trasformazione, altro non è che un elemento prefabbricato e/o containerizzato atto ad alloggiare principalmente il trasformatore, oltre a chiaramente prevedere la presenza di tutti i sistemi di supporto necessari al corretto funzionamento dell'impianto, come quadri di bassa tensione, di alimentazione, ecc. La componentistica presente all'interno della PS verrà dettagliatamente discussa nel seguito.

In generale, la corrente proveniente dai moduli fotovoltaici vede quindi l'ingresso nell'inverter, che trasforma la corrente da continua (DC) in alternata (AC) operando sempre in bassa tensione.

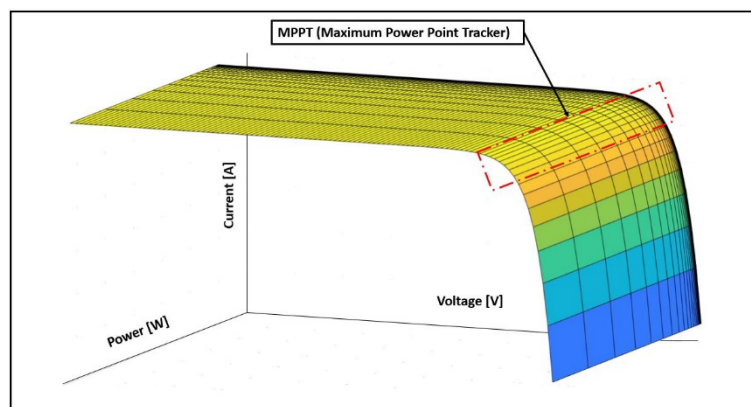


Figura 12 Superficie tensione-corrente

Come si è ampiamente visto in precedenza, la caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico può subire una tensione di breakdown all'aumentare del voltaggio. La isolina evidenziata in **Figura 12** rappresenta il punto di massima potenza estraibile, tuttavia questo punto, o in questo caso particolare questa isolina, non è costante in condizioni operative ma dipende dalla variazione di radiazione solare incidente. A questo proposito, gli inverter prevedono l'implementazione di un sistema di controllo in posizione (MPPT *Maximum Power Point Tracker*) che gli consenta di tracciare e inseguire il punto di massima estrazione di potenza al fine di garantire le migliori performance dell'impianto durante le condizioni operative.

Ottenuta quindi una corrente alternata, la trasformazione di energia a valle degli inverter vedrà quindi l'immissione nel lato d'ingresso del trasformatore a bassa tensione (30 kV/0.63 kV) di potenza variabile in funzione della potenza di trasformazione, alloggiato all'interno di uno shelter metallico con classificazione IP54 e/o una cabina prefabbricata.

Tali cabine avranno la funzione, quindi, di elevare la tensione da 800 V (BT) a 30 kV (MT).

Le cabine di trasformazione avranno potenze nominali variabili e pari a 1,6 MA e 3,2 MVA.

Ciascuna cabina di trasformazione, realizzata in c.a.v., sarà allestita con i seguenti componenti:

– Quadri di parallelo CA

Ogni quadro sarà dotato dei dispositivi di manovra e protezione delle linee in CA provenienti dagli inverter; il quadro consentirà il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.

La linea in uscita dal quadro di parallelo, opportunamente protetta, verrà attestata all'avvolgimento secondario del trasformatore MT/BT.

Il quadro di parallelo alimenterà altresì un trasformatore di servizio BT/BT dedicato ai servizi ausiliari di cabina.

– Trasformatore di media tensione

Il trasformatore, sarà dotato di un doppio avvolgimento a secondario. Appositamente ottimizzato per il funzionamento con inverter fotovoltaici, garantisce un collegamento affidabile ed efficiente alla rete di media tensione. Le caratteristiche costruttive dovranno renderlo resistente alle elevate temperature e alle condizioni meteorologiche avverse. Dovrà inoltre essere affidabile, ecologico ed efficiente

– Quadri MT per configurazione entra-esce

I quadri avranno la funzione di sezionare e proteggere il trasformatore e le linee in media tensione collegate in entra-esce.

I quadri, dotati di motorizzazione, saranno isolati con gas SF<sub>6</sub>, a prova di arco, esenti da manutenzione e adatto a qualsiasi clima.

Ogni cabina sarà dotata di impianto elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari completo di quadro elettrico, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, di sistema di estrazione aria,

dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto altro necessario al perfetto funzionamento dell'impianto.

Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

### 5.3.2 Campi e Cabine di Generatore

All'interno di ciascun campo è prevista l'installazione di una o più cabine "CCx" alla quale saranno collegate le relative cabine di trasformazione (generatori), raggruppate in configurazione ad antenna attraverso dei collegamenti entra-esce, come riportato nelle tabelle seguenti.

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Corrente [A]	Potenza [kW]	CdT [%]
A	A1	CCA	CTA01	362,00	1.846,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-1,27%
		CTA01	CTA02	484,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7.625,04	-1,41%
		CTA02	CTA03	558,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	97,84	5.083,36	-1,52%
		CTA03	CTA04	442,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	48,92	2.541,68	-1,57%
	A2	CCA	CTA05	286,00	1.412,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-1,24%
		CTA05	CTA06	146,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7.625,04	-1,29%
		CTA06	CTA07	594,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-1,45%
		CTA07	CTA08	386,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-1,50%
	A3	CCA	CTA09	1.389,00	3.322,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-1,67%
		CTA09	CTA10	382,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7.625,04	-1,78%
		CTA10	CTA11	832,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-2,01%
		CTA11	CTA12	719,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-2,11%
	A4	CCA	CTA13	921,00	2.201,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7.625,04	-1,40%
		CTA13	CTA14	118,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	97,84	5.083,36	-1,42%
		CTA14	CTA15	1.162,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-1,58%
			CCA	Cabina di Campo		8.135,00	RG7H1M1 18/30 kV	3x(1x630)	733,78	38.125,20
B	B1	CCB	CTB01	8.886,00	9.839,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x120)	195,67	10.166,72	-2,70%
		CTB01	CTB02	197,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7.625,04	-2,78%
		CTB02	CTB03	558,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-2,94%
		CTB03	CTB04	198,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-2,96%
	B2	CCB	CTB05	3.508,00	8.633,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	137,77	7.157,61	-1,58%
		CTB05	CTB06	1.421,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	88,85	4.615,93	-1,94%
		CTB06	CTB07	3.393,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	39,94	2.074,25	-2,32%
		CTB07	CTB08	311,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	19,97	1.037,12	-2,33%
	B3	CCB	CTB09	146,00	817,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	78,88	4.098,46	-0,64%
		CTB09	CTB10	671,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	29,97	1.556,78	-0,70%

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Corrente [A]	Potenza [kW]	CdT [%]
		Cabina di Campo			2.358,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x240)	412,33	21.422,79	-0,61%
C	C1	CCC	CTC01	182,00	3.084,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	176,72	9.181,82	-1,20%
		CTC01	CTC02	284,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	127,80	6.640,14	-1,25%
		CTC02	CTC03	428,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	78,88	4.098,46	-1,30%
		CTC03	CTC04	2.190,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x95)	48,92	2.541,68	-1,46%
		Cabina di Campo			2.585,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x185)	176,72	9.181,82	-1,15%
D	D1	CCD	CTD01	50,00	1.365,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-1,72%
		CTD01	CTD02	699,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7.625,04	-2,01%
		CTD2	CTD03	486,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-2,14%
		CTD03	CTC04	130,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-2,16%
	D2	CCD	CTD05	1.381,00	2.890,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-2,24%
		CTD05	CTD06	172,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7.625,04	-2,31%
		CTD06	CTD07	691,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-2,50%
		CTD07	CTD08	646,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-2,59%
	D3	CCD	CTD09	860,00	1.677,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7.625,04	-1,95%
		CTD09	CTD10	629,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-2,12%
		CTD10	CTD11	188,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-2,15%
			Cabina di Campo			8.373,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x400)	538,10	27.958,48
E	E1	CCE01	CTE01	167,00	828,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-1,51%
		CTE01	CTE02	134,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7.625,04	-1,57%
		CTE02	CET03	208,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-1,63%
		CET03	CTE04	319,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-1,67%
	E2	CCE01	CTE05	65,00	933,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	176,72	9.181,82	-1,47%
		CTE05	CET06	181,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	127,80	6.640,14	-1,54%
		CTE06	CTE07	478,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	78,88	4.098,46	-1,64%
		CTE07	CTE08	209,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-1,67%
	E3	CCE01	CTE09	263,00	1.319,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	195,67	10.166,72	-1,55%
		CTE09	CTE10	526,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	146,76	7.625,04	-1,77%
		CTE10	CTE11	189,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-1,82%
		CTE11	CTE12	341,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-1,86%
	E4	CCE01	CTE13	800,00	1.637,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	146,76	7.625,04	-1,68%
		CTE13	CTE14	176,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	97,84	5.083,36	-1,73%
		CTE14	CTE15	661,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	48,92	2.541,68	-1,82%
			Cabina di Campo			11.223,00	RG7H1M1 18/30 kV	3x(1x630)	714,82	37.140,30
E1B	CCE02	CTE16	25,00	605,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	126,55	6.575,19	-1,16%	
	CTE16	CTE17	227,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	77,63	4.033,51	-1,21%	

Campo	Linee	DA	A	Lunghezza [m]	Ltot [m]	Tipo	Formazione	Corrente [A]	Potenza [kW]	CdT [%]
		CTE17	CTE18	353,00	1.591,00	RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	28,72	1.491,83	-1,24%
	E2B	CCE02	CTE19	415,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x70)	126,55	6.575,19	-1,26%
		CTE19	CTE20	874,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	77,63	4.033,51	-1,45%
		CTE20	CTE21	302,00		RG7H1R 26/45 kV	3x(1x50)	28,72	1.491,83	-1,47%
		Cabina di Campo CCE02			12.056,00	RG7H1R 26/45kV	3x(1x400)	253,11	13.150,37	-1,15%

Tabella 7 Configurazione Impianto

Le linee in uscita dai cinque campi convergeranno alla cabina di raccolta presso la stazione elettrica utente e dunque allo stallo per la trasformazione dell'energia in alta tensione ai fini del trasporto e della successiva immissione nella RTN.

In base alle configurazioni riportate nelle tabelle citate, alla cabina generale di campo giungeranno quattro linee in media tensione.

Pertanto, la cabina generale sarà dotata delle seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

- N° 6 protezioni di linea
- N° 6 scaricatori
- N° 1 scomparto di misure

Ogni cabina sarà dotata di impianto elettrico per l'alimentazione dei servizi ausiliari completo di quadro elettrico, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, di sistema di estrazione aria, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto altro necessario al perfetto funzionamento dell'impianto.

La sezione in CA sarà alimentata mediante un trasformatore MT/BT in resina di potenza paria a 100 kVA.

Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

L'ingombro massimo delle cabine sarà di circa 16,00 x 2,50 m per il locale quadri MT, e di circa 6,00 x 2,50 per la cabina che ospita il trasformatore di servizio ed il relativo quadro di bassa tensione.

### 5.3.3 Cabina generale di impianto SSEU

Le linee provenienti dalle cabine di Campo "CCx-n°", le cui caratteristiche sono sintetizzate nella precedente tabella n°8, confluiranno nelle cabine di consegna, ubicate all'interno dell'area dedicata alla sottostazione elettrica utente SSEU.



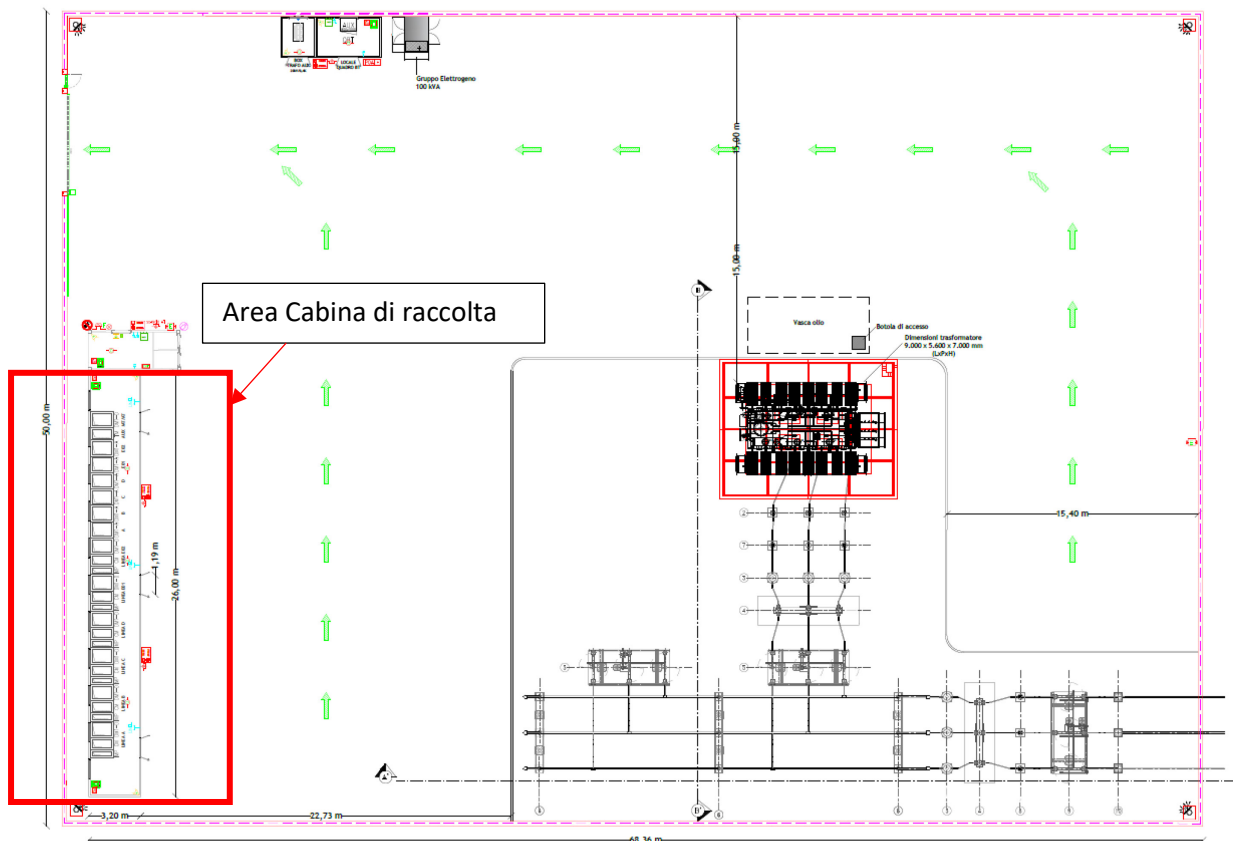


Figura 13 Planimetria SSEU con Dettaglio della Cabina Generale di Impianto e Raccolta

Le linee provenienti dalle cabine di campo confluiranno nella cabina di raccolta ubicata all'interno dell'area dedicata alla sottostazione elettrica utente (SEU), e da essa giungerà alla sezione AT costituente l'impianto a 150 kV costituito da :

La stazione elettrica utente 150/30 kV al servizio del parco fotovoltaico prevede l'installazione di quanto segue:

- n. 1 Stallo AT d'interfaccia (partenza e misura);
- n. 1 Stallo AT di trasformazione (dotato di trasformatori da 130/165 MVA);
- n.1 Stallo AT predisposto per la connessione di un eventuale altro produttore, dotato esclusivamente di sezionatore AT;
- n. 1 Terna di linea in cavo AT per il collegamento della SEU con la SE RTN.

Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni TERNA. La costruzione della SEU avverrà nella piena osservanza Norme CEI EN 50522 e CEI EN 61936-1.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche della sottostazione elettrica di trasformazione 150/30kV:

- Tensione di esercizio del sistema: 150 kV
- Tensione massima del sistema: 170 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz

- Tensione di tenuta a frequenza industriale: 325 kV
- Tensione di tenuta ad impulso atmosferico: 750 kV
- Corrente nominale di breve durata: 31,5 kA x 1 s
- Linea di fuga per gli isolatori: 25 mm/kV

Per quanto riguarda la sezione MT della stazione, al fine di sezionare e proteggere opportunamente le linee in ingresso ed in uscita dalla cabina di consegna, verranno installate le seguenti apparecchiature elettromeccaniche:

- n. 6 unità MT arrivo/partenza con scaricatore;
- n. 7 unità MT interruttori di protezione con risalita;
- n. 6 unità MT celle misure.
- n. 1 unità MT interruttore di protezione;
- n. 6 unità MT risalita;

La cabina sarà costituita da quattro edifici con struttura portante in c.a. gettato in opera o prefabbricato avente, comunque, gli stessi ingombri e caratteristiche prestazionali.

Gli edifici sono destinati ad ospitare attrezzatura elettrica, i sistemi di monitoraggio e controllo, nonché i locali uffici a servizio dell'impianto fotovoltaico.

Un edificio **Cabina di raccolta**, destinata ad ospitare i quadri di media tensione per il collettamento dell'energia proveniente dai campi, il parallelo e la partenza verso il trasformatore MT/AT.

La struttura della cabina avrà forma rettangolare con dimensioni planimetriche di 26,00 m x 3,20 m e si svilupperanno su un solo livello con altezza massima dal piano di campagna pari a 2,55 m. La struttura portante verticale sarà costituita da muri in c.a. collegati ad una fondazione superficiale, composta da una platea di spessore pari a 50 cm.

La copertura andrà realizzata con solaio in c.a.

L'edificio presenta tre aperture sul prospetto principale e le griglie sui prospetti laterali per l'areazione.

Un edificio denominato "**Cabina locale di Bassa Tensione**" destinata ad ospitare il trasformatore BT/MT, quadri di Bassa Tensione e quadri servizi ausiliari.

La struttura della cabina avrà forma rettangolare con dimensioni planimetriche di 6,15 m x 2,50 m, divisa in tre vani e si svilupperà su un solo livello con altezza massima dal piano di campagna pari a 3.00 m. La struttura portante verticale sarà costituita da muri in c.a. collegati ad una fondazione superficiale, composta da una platea di spessore pari a 50 cm.

L'edificio presenta tre aperture sul prospetto principale in corrispondenza dei tre vani, ogni vano è provvisto di griglia di areazione sul prospetto posteriore.

Un edificio denominato "**Cabina locale TLC e Uffici**" predisposta per l'installazione del sistema di telecontrollo SCADA e uffici per l'utenza.

La struttura della cabina avrà forma rettangolare con dimensioni planimetriche di 5,50m x 2,50 m, divisa in tre vani e si svilupperà su un solo livello con altezza massima dal piano di campagna pari a 2,55 m. La struttura portante verticale sarà costituita da muri in c.a. collegati ad una fondazione superficiale, composta da una platea di spessore pari a 50 cm.

L'edificio presenta una apertura sul prospetto principale e due aperture sul prospetto laterale.

Tutte le aperture, ad una o due ante e le griglie di areazione sono in vetroresina, con serratura, grado di protezione IP33 secondo CEI EN 60529, IK10 secondo CEI EN 62262. Conforme a specifica ENEL DS919.

A corredo delle cabine verranno installati:

- Sistema di rilevazione incendi
- Sistema antintrusione
- Illuminazione interna esterna.
- Parte del sistema SCADA+RTU+UPDM (inglobato in sistema unico di stazione interfacciante cabine MT e stazione di conversione AT/MT);
- Quadri servizi ausiliari c.a. e c.c.;
- Raddrizzatore con batterie;
- Quadro contatori.
- Impianti tecnologici
- Condizionamento telecontrollato;
- Antincendio.

All'esterno verrà anche installato un gruppo elettrogeno di potenza pari a 100 kVA che, in caso di guasto del trasformatore MT/BT, consentirà di evitare l'interruzione della produzione.

### 5.3.4 Caratteristiche delle apparecchiature di media tensione

L'isolamento dell'apparecchiatura sarà corrispondente al valore normale delle tensioni nominali, pari o superiore a quella della tensione primaria effettiva.

Il valore di corrente di corto circuito da considerare per il progetto e le prove, deve essere ricavato dalla potenza apparente di corto circuito della rete nel punto di installazione (dato da richiedere al Gestore della RTN).

In mancanza di dati attendibili al riguardo si possono assumere i seguenti valori:

TENSIONE MASSIMA DI RETE [kV]	POTENZA APPARENTE DI CORTO CIRCUITO [MVA]
30	1000
in accordo con le norme CEI 14-4	

Non sono consentiti organi di manovra che non interrompano contemporaneamente le tre fasi.

### 5.3.5 Trasformatore MT/BT

Il trasformatore dovrà essere conforme alle relative norme CEI 14-4 e CEI 14-8.

Col commutatore di M.T. sulla presa principale, i valori delle perdite dovute al carico, delle perdite a vuoto, delle correnti a vuoto, devono essere quelli indicati nel seguente prospetto:

Potenza nominale (kVA)	Perdite dovute al carico (W)	Perdite a vuoto (W)	Corrente a vuoto (% I <sub>n</sub> )
100	1.400	250	1,5

I livelli di potenza sonora non potranno superare i 56 dB(A) e comunque dovranno essere commisurati alle esigenze del luogo di installazione.

### 5.3.6 Protezioni sezione 30 kV

Le protezioni MT dovranno avere le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Tensione nominale	kV	36
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale 50Hz/1min valore efficace	kV	70
Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico 1,2/50 $\mu$ S valore di picco	kV	170
Tensione di esercizio	kV	30
Frequenza nominale	Hz	50 / 60
N° fasi	-	3
Corrente nominale delle sbarre principali	A	630
Corrente nominale max delle derivazioni	A	630
Corrente nominale ammissibile di breve durata	kA	12,5
Corrente nominale di picco	kA	31,5
Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale	kA	12,5
Durata nominale del corto circuito	s	1

Dovranno inoltre possedere i seguenti requisiti:

- Verniciatura standard colore RAL 9003 goffrato (solo fronte)
- Derivatore capacitivo e lampade presenza di tensione Us da 10 a 20 KV
- Comando man a passaggio di punto morto tipo CIT
- Contatti aux su interruttore (1NA+1NC+1CO)
- Contatti aux supplementari (1NA su IMS/SEZ + 1NA+1NC su SEZ DI TERRA)
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di aperto

- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di chiuso
- Blocco chiave chiave libera in posizione di aperto
- n. 2 Sensore rilevazione arco
- Res anticondensa 50W 220V 50Hz regolata da termostato e protetta da interruttore
- n.2 lampade di segnalazione (Rosso= chiuso; verde= aperto)
- Interruttore automatico protezione circuiti aux
- Toroide omopolare chiuso tipo CSH 160 diametro = 160 mm CEI 0-16
- N.1 kit di 3 sensori per rilevazione termica arrivo/partenza cavi

#### **Unità misura tensione sbarre (fase/massa): 30kV**

Le celle misura dovranno avere le seguenti caratteristiche e dotazioni:

- IAC AFLR 12,5kA 1s Sfogo gas dal basso
- Verniciatura standard colore RAL 9003 goffrato (solo fronte)
- Senza presenza di tensione
- n.3 TV f/m VRQ2/S3 Ue20kV Rapp 30000 : r3/100:r3/100:3 - 5VA cl05/5VA cl05/50VA cl05 - 3P
- Resistenza antiferrisonanza cablata
- Comando manuale a manovra dipendente tipo CS1
- Contatti aux su SEZ per unità CM e CM2 (2NA+1NC)
- Contatto aux segnalazione fusibile intervenuto (1NA)
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di aperto
- Blocco chiave su SEZ TERRA chiave libera in posizione di chiuso
- Blocco chiave su IMS/SEZ chiave libera in posizione di aperto
- n.3 Fusibile tipo FUSARC-CF Vn =30 KV In=6,3 A
- n.2 Sensori rilevazione arco
- Resistenza anticondensa 50W 220V 50Hz regolata da termostato e protetta da interruttore

Tutti quadri MT avranno le seguenti caratteristiche tecniche generali:

#### **Tensione**

Tensione nominale 36.0 kV

Tensione di esercizio 30.0 kV

Tensione nominale ammissibile alla frequenza di alimentazione di breve durata nominale 70 kV

Tensione nominale di tenuta ad un fulmine 150 kV

Frequenza nominale 50 Hz

#### **Correnti di corto circuito:**

Corrente nominale di breve durata ammissibile 20 kA

Corrente di picco ammissibile 50 kA

Durata nominale del cto cto 1 s

Corrente di corto circuito nominale (max.) 50 kA

Corrente di interruzione di cto cto nominale 20 kA

**Correnti nominali:**

Corrente nominale bus 1250 A

Max. corrente ammissibile bus @40 °C 1250 A

**Tensioni di alimentazione**

Tensione alimentazione per motori degli interruttori AC 230 V

Tensione alimentazione per motori dei sezionatori a 3 posizioni AC 230 V

Tensione alimentazione per circuiti controllo e protezione AC 230 V

Tensione alimentazione per bobina di sgancio AC 230 V

**Dati generali interruttori**

Allestimento: Armadio a pavimento

Grado di protezione dell'involucro IP3XD

Grado di protezione, componenti primarie IP65

Partition class PM

Continuità di servizio LSC 2

Classificazione arco interno IAC A FL 20kA/1 s

Temperatura ambiente di esercizio, min./max. -5 ° C / +55 ° C

Temperatura ambiente di stoccaggio e trasporto, min./max. -25 ° C / +70 ° C.

**5.4 Layout del sistema di Frame**

In questa sezione verrà proposto il layout del sistema di frame atto a supportare i moduli fotovoltaici.

Sono state previste due tipologie di strutture una del tipo fisso, l'altra del tipo tracker, in relazione alla diversa tipologia adottata.

Le strutture di sostegno, in generale, saranno in acciaio zincato così da garantire una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione. Le stesse saranno ancorate al terreno mediante pali infissi e/o trivellati.

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

***Struttura fissa***

La struttura alloggerà tre file distinte di pannelli delle dimensioni di 1,134 x 2,465 m ciascuno, i profili di supporto avranno dimensioni fuori tutto pari a 6,69 x 24,15 m. La spaziatura delle unità di supporto e la relativa altezza del punto inferiore dal terreno sono pari a 2,85 m e a 0,50 m, l'inclinazione rispetto al piano di campagna 10°~18°. Si riportano nel dettaglio i prospetti laterale e frontale.

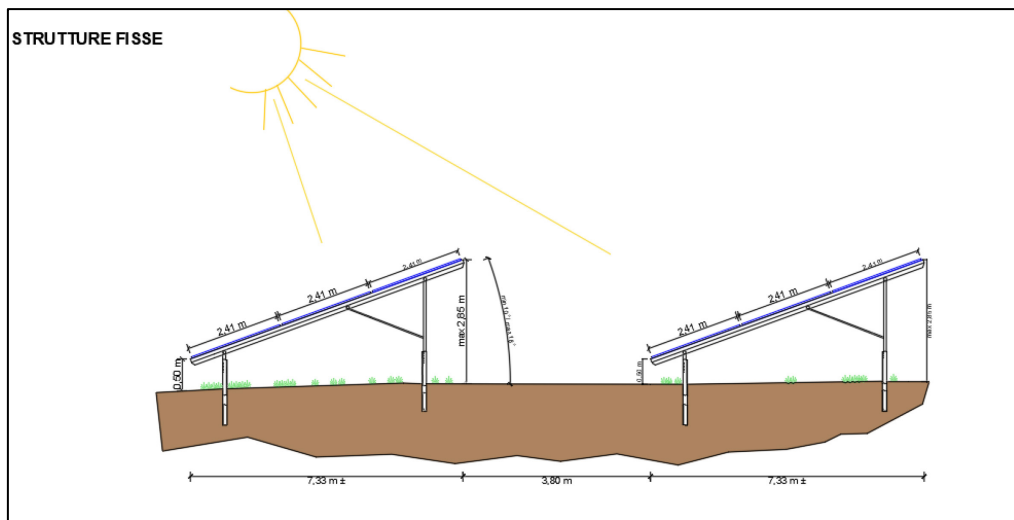


Figura 14 Prospetto laterale frame's layout

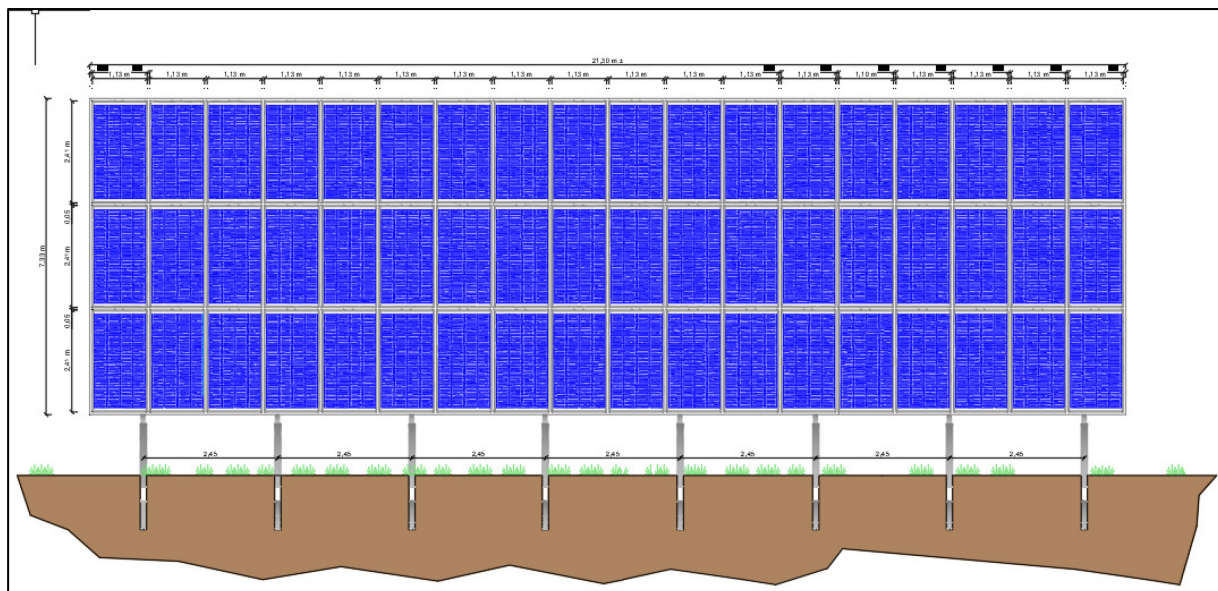


Figura 15 Prospetto frontale frame's layout

L'ancoraggio al terreno mediante pali infissi, o eventualmente alloggiati mediante trivellazione, vedrà una profondità congrua atta a garantirne la sicurezza e la stabilità. La profondità di infissione, in ogni caso sarà compresa tra i pilastri di sostegno sono immorsati nel terreno ad una profondità variabile tra i 3,0m e i 5,0m in funzione delle caratteristiche meccaniche e litostratigrafiche dei terreni di fondazione. ..

## 5.5 Cavidotti

Il progetto del Parco Fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di cavidotti necessari per collegare le diverse parti in cui lo stesso è suddiviso.

Dal punto di vista elettrico, come già detto in precedenza, l'impianto è suddiviso in 61 generatori collegati tra loro in entra- in entra-esce. Ciascun linea trasporterà una potenza compresa tra 0,8 MW e 2,4 MW e convergerà al quadro MT a 30 kV installato all'interno della cabina di campo. In totale la configurazione prevede la realizzazione di diciassette linee come meglio descritto nelle Tabella 8.

L'intero sistema di cavi necessari al collegamento intra-impianto verrà realizzato nel sottosuolo ad una profondità, rispetto al piano stradale o di campagna, non inferiore 1,20 m dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda le linee BT e MT.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda agli elaborati CV. 9.

La posa del cavidotto avverrà considerando un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoprendolo con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal bordo superiore. Il successivo riempimento dipenderà dal tratto di strada interessato e in ogni caso seguendo le prescrizioni adottate dagli standard del Distributore. Il materiale da scavo prodotto sarà in pareggio con quanto necessario al rinterramento dei cavidotti, qualora dovesse presentarsi del materiale in eccesso, questo verrà utilizzato per il rimodellamento delle superfici.

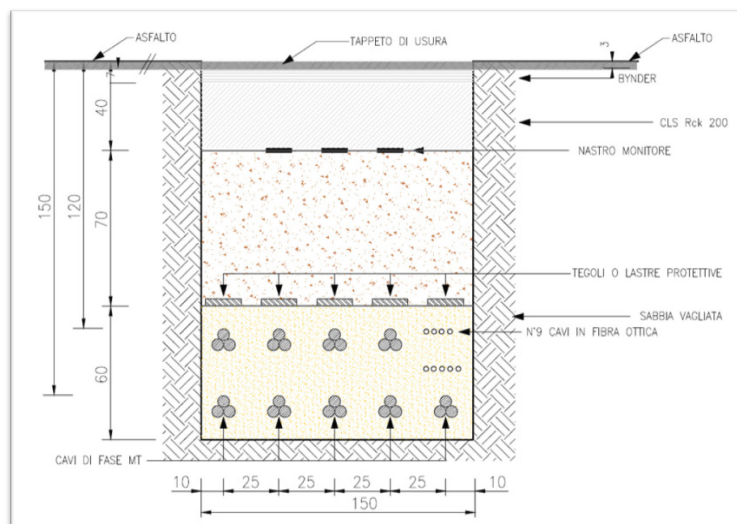


Figura 16 Tipico cavidotto

## 5.6 Sistema di Terra

L'impianto di messa a terra dell'impianto fotovoltaico sarà realizzato mediante la posa di dispersori di terra, del tipo a croce, infissi verticalmente nel terreno, in acciaio zincato di spessore sufficiente ad assicurare la necessaria robustezza meccanica nei confronti delle sollecitazioni conseguenti l'infissione nel terreno. I dispersori saranno fra di loro interconnessi



tramite corda in rame nudo di sezione opportuna, posata ad intimo contatto con il terreno, e disposta ad anello attorno al perimetro dei basamenti in calcestruzzo.

## 5.7 Sistema SCADA

Data la complessità del sistema si configura come imprescindibile l'installazione di un sistema di controllo e di data acquisition che possa monitorare e gestire l'intero impianto.

Il sistema di monitoraggio che si è previsto comprende una serie di funzioni e caratteristiche per garantire un funzionamento affidabile e fornire informazioni precise agli operatori, anche in maniera automatizzata; in particolare in conformità ai requisiti TERNA, il monitoraggio dell'impianto implementa e risponde all'allegato A.68 " Impianti di produzione fotovoltaica - requisiti minimi per la connessione e l'assistenza in parallelo con la rete AT.

Le caratteristiche principali supportate dal PPC proposto sono:

- Stato dell'impianto
- Registrazione
- segnalazione
- Gestione di eventi e allarmi
- Gestione della manutenzione

Pertanto, il sistema si dovrà occupare di post processare tutti i segnali caratteristici provenienti dall'impianto, quali:

- Parametri di controllo (Tensione/corrente) delle stringhe e delle string box;
- Caratteristica tensione corrente negli inverter e nei trasformatori;
- Stato dei quadri BT e MT;
- Potenze elettriche e fisiche coinvolte;

Per la comunicazione tra i dispositivi di campo vengono utilizzati il database centrale e il protocollo di comunicazione Ethernet e TCP / IP, secondo il layout che si descrive con la figura seguente:

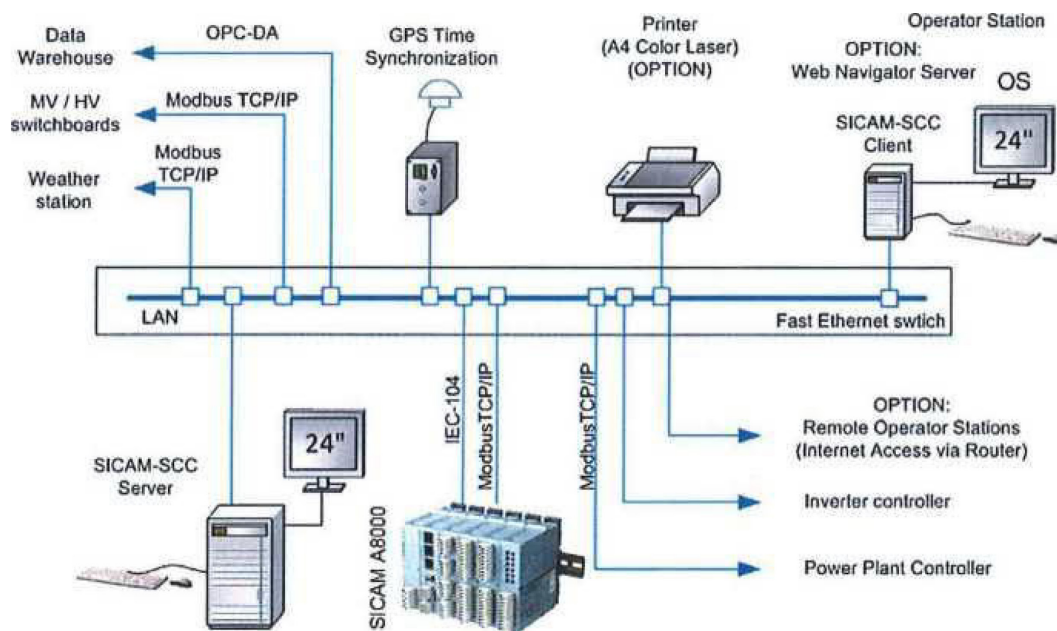


Figura 17 Layout di comunicazione

La soluzione PPC prevista per il parco fotovoltaico comprende i seguenti elementi:

- 41 RS 900 (una per ogni stazione di trasformazione)
- 1 RSG2101
- 1 SICAM A8050 (concentratore di dati)
- 1 Controller centrale elettrica 3AK
- 1 Server SICAM-SCC (con monitor)

Chiaramente il sistema di monitoraggio sarà collegato alla rete mediante cavi in rame e a fibra ottica a norma CEI EN 60794-03 e ITU3T G.652.

## 5.8 Sistema di monitoraggio ambientale

Data la complessità e l'estensione dell'impianto, e al fine di meglio comprendere quelli che sono sia gli Input che gli Output del sistema SCADA, è stata prevista l'installazione in alcuni punti di misura di una serie di parametri ambientali e climatici tali da poter monitorare le condizioni al contorno (Bc's).

Principalmente possiamo suddividere il *monitoring and data acquisition system* in due parti: una che ha in carico il monitoraggio dei parametri da cui dipendono le performance dell'impianto e un'altra più prettamente climatica. Quest'ultima parte, in capo sostanzialmente a un sistema di stazioni di rilevamento meteo, sarà di supporto al sistema più prettamente tecnico che dovrà monitorare l'irraggiamento, la temperatura dei moduli fotovoltaici mediante un sistema di rilevazione dei dati di irraggiamento e un sistema di piranometri.

Naturalmente la parte software di processing dei dati acquisiti è affidata al sistema SCADA che vedrà quindi necessariamente un sistema di collegamento principalmente mediante interfaccia Ethernet e facendo affidamento su protocolli compatibili.

In sintesi, si riportano i servizi ausiliari previsti:

### 5.8.1 Stazione meteo

Per la stazione meteo è previsto l'installazione delle seguenti apparecchiature

- n°5 stazioni meteorologiche, in posizione baricentrica per ciascun campo, composte dai seguenti sensori:
  - Barometro (pressione atmosferica)
  - Termometro (temperatura ambiente)
  - Igrometro (umidità)
  - Pluviometro
  - Anemometro (forza e direzione del vento)

### 5.8.2 Piranometro

Nel settore dell'energia solare, i piranometri vengono utilizzati per monitorare le prestazioni delle centrali fotovoltaiche (FV).

Confrontando la potenza effettiva prodotta dalla centrale fotovoltaica con la potenza prevista sulla base di un piranometro può determinarsi l'efficienza della centrale fotovoltaica, valutando nel caso di un calo di efficienza le possibili cause e quindi stabilire le attività di intervento e/o manutenzione.

L'uso di un piranometro offre i seguenti vantaggi:

- Il piranometro fornisce una lettura indipendente e accurata della radiazione solare disponibile totale
- I piranometri sono classificati e calibrati secondo gli standard ISO
- Il tempo di risposta del piranometro è più lungo di una cella fotovoltaica
- Il piranometro è indipendente dal tipo di cella fotovoltaica
- Un piranometro può avere un coefficiente di temperatura molto piccolo
- Le celle fotovoltaiche sono specificate in STC (condizioni di prova standard)
- Le celle di riferimento (e i pannelli fotovoltaici) soffrono maggiormente dell'inquinamento rispetto ai piranometri
- I calcoli del rapporto di prestazione o dell'indice di prestazione sono più accurati usando un piranometro.

Sulla base dell'ultimo punto, le stazioni meteorologiche saranno dotate di un sensore piranometrico.

## 5.9 Impianto di Sicurezza e recinzione impianto

L'impianto di Sicurezza e Antiintrusione è deputato a garantire l'integrità dell'impianto da eventuali atti criminosi. Va da sé che la prima misura atta a preservare l'impianto da eventuali accessi non autorizzati è la rilevazione dei tentativi di accesso dall'esterno mediante l'installazione di un sistema di sicurezza perimetrale e un sistema di videosorveglianza che abbia contezza della situazione lungo il perimetro dell'impianto.

Naturalmente le immagini acquisite, a norma di legge, verranno registrate mediante un sistema di video-recording a circuito chiuso.

Si prevede:

- Una postazione di Videosorveglianza, Videonalisi e Videorecording, dotata di NVR e monitor;
- Accesso da remoto mediante port forwarding da router internet, in questo modo sarà possibile accedere all'intero sistema in qualunque momento.

La definizione delle zone e dei protocolli di sistema verrà effettuata in fase di progettazione esecutiva.

Per quanto riguarda il sistema di antiintrusione perimetrale questo sarà dotato di una centrale dotata di modulo telefonico GSM/GPRS accessibile anche da applicazioni smartphone o da remoto.

- Sensori di contatto installati nei punti di accesso;
- Sensori volumetrici tali da monitorare la viabilità di accesso;
- Sirene di allarme;
- Inseritori a chiave RFID con tastierino numerico.

Data l'importanza rivestita dalle Stazioni di Consegna SSEU si prevede un sistema di sorveglianza dedicato.

Una parte certamente importante al fine dell'antiintrusione è la realizzazione di una recinzione perimetrale adeguata prevedente anche dei cancelli carrabili necessari al passaggio di mezzi pesanti in fase di cantiere che al passaggio di autovetture.

Il progetto della recinzione perimetrale ha previsto l'impiego di una rete metallica annodata zincata non verniciata a maglia variabile fissata a pali metallici con fondazioni in calcestruzzo.

Si riportano i dettagli nelle figure seguenti.

Figura 18 Dettaglio dei Cancelli

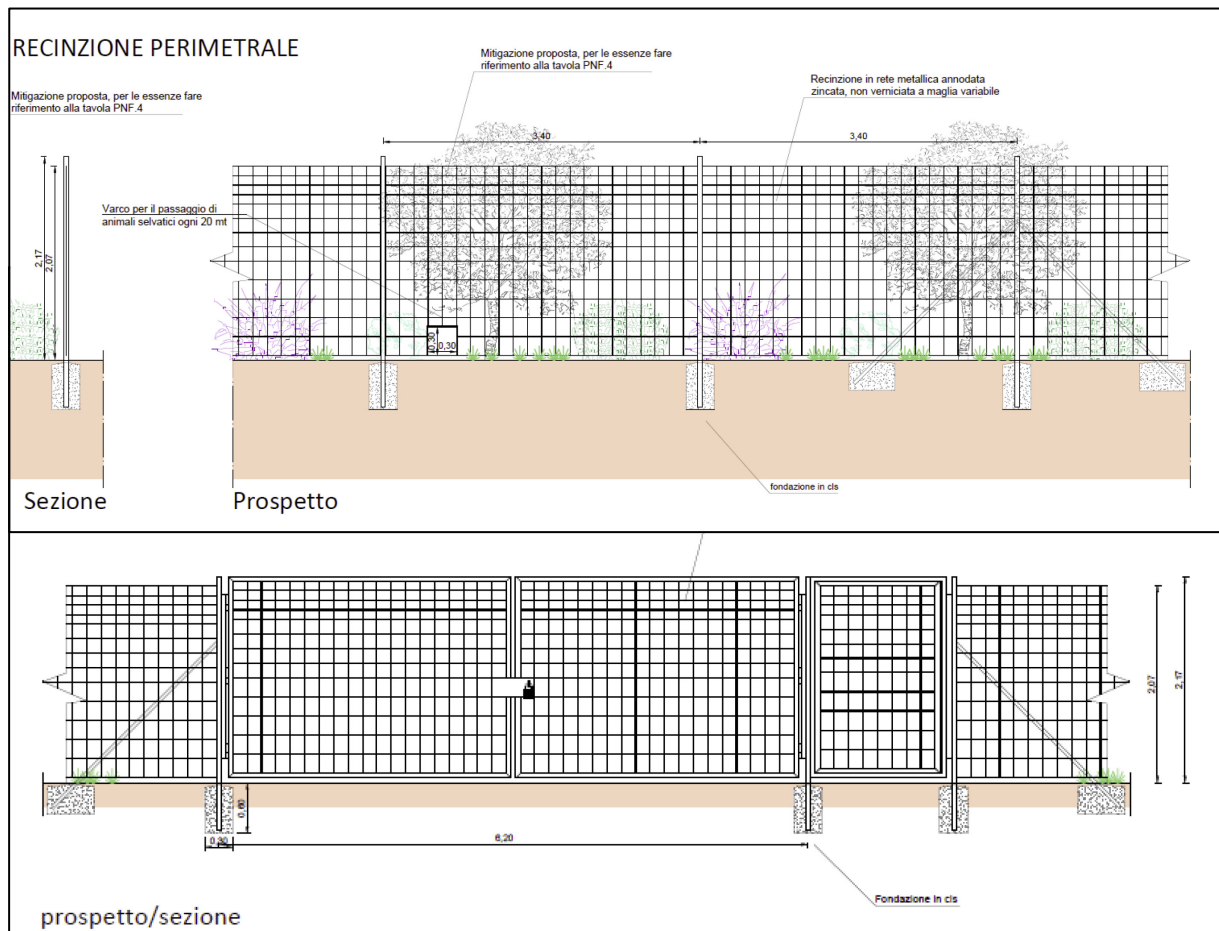


Figura 19 Dettaglio della Recinzione Perimetrale

Nella figura 20, tra l'altro è possibile evincere le presenze di varchi lungo la recinzione delle dimensioni di cm 30 x 30, posti a distanza di 20 mt l'uno d'altro e ripetuti per l'intero perimetro, utili a consentire il passaggio di piccoli animali selvaggi.

Nel seguito si riporta la tabella riepilogativa, distinta per campo, con la consistenza lineare della recinzione che si intende installare.

Recinzione perimetrale impianto			
Campo	Lunghezza Recinzione [Mt]	Cancelli di Ingresso [N°]	Varchi animali [N°]
A	10.605	4	530
B	7.203	6	360
C	3981	5	199
D	4.789	3	239
E	14.567	10	728

Tabella 8 Sviluppo recinzione Impianto

### 5.11 Viabilità interna di servizio e piazzali

Le opere viarie saranno costituite da una regolarizzazione di pulizia del terreno, dalla successiva compattazione e rullatura del sottofondo naturale, dalla fornitura e posa in opera di tessuto non tessuto ed infine dalla fornitura e posa in opera di brecciolino opportunamente costipato per uno spessore di quaranta centimetri, poiché si tratta di arterie viarie dove sovente transitano cavi in cavidotto. I cavidotti saranno differenziati a seconda del percorso e del cavo che accoglieranno.

Si prevede la realizzazione di una strada sterrata per l'ispezione dell'area di impianto lungo tutto il perimetro dell'impianto e lungo gli assi principali e per l'accesso alle piazzole delle cabine.

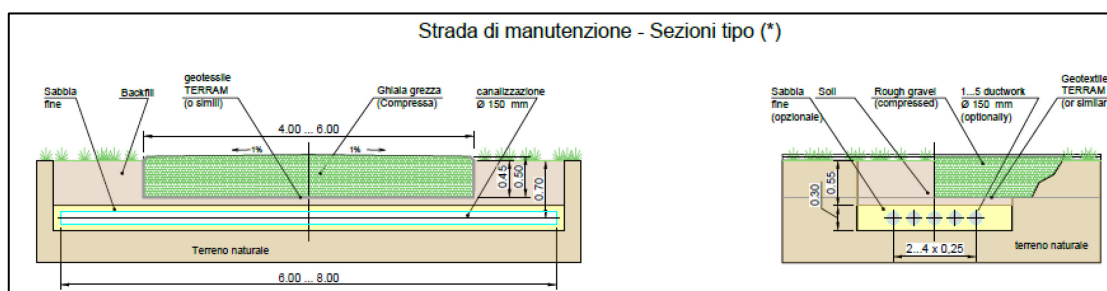


Figura 20 Sezioni stradali di campo

Il progetto prevede, quindi, un sistema viario interno di servizio della larghezza media di mt. 5,00 che non alteri l'andamento naturale dei pendii. Lo sviluppo della viabilità, distinta per i tre campi fotovoltaici è sintetizzato nella seguente tabella riepilogativa.

Viabilità di servizio impianto		
Campo	Lunghezza [mt]	Superficie [m <sup>2</sup> ]
A	12.064	60.320
B	7.654	38.271
C	3.932	19.661
D	6.714	33.574
E	15.383	76.916

Tabella 9 Riepilogo dimensionale viabilità di servizio

### 5.12 Impianto di illuminazione

Il Parco Fotovoltaico sarà fornito da un sistema di illuminazione esterna di due tipi:

- Un'Illuminazione perimetrale per i tre campi
- L'Illuminazione esterna per le cabine di campo e di impianto

Tali sistemi sono stati progettati al fine di garantire il minimo possibile di energia e inquinamento luminoso utilizzando le moderne tecnologie a LED e prevedendo un sistema di sensori, già presente per l'impianto di sicurezza, che sarà tarato per attivarsi esclusivamente con la presenza di entità significative (per massa e volume). Ciò consentirà all'impianto di non

attivarsi per la maggior parte del tempo e non essendo attivato dalla la presenza della fauna locale di piccola taglia (es. volpi, conigli, istrici ecc.).

Nel seguito si riporta una breve descrizione dell'impianto

### ***Illuminazione perimetrale***

Sarà realizzato un impianto di illuminazione per la videosorveglianza composto da armature IP65 in doppio isolamento (classe 2) con lampade a LED da 79W posti nelle immediate vicinanze delle telecamere e quindi sulla sommità del palo. Quindi, la morsettiera a cui saranno attestati i cavi dovrà essere anche essa in classe 2 e i pali utilizzati, se metallici, non dovranno essere collegati a terra.

Nella Tavola CV.10 si riportano le caratteristiche dell'impianto di videosorveglianza e illuminazione.

### ***Illuminazione esterna cabine di campo e di impianto***

L'impianto di illuminazione esterna delle cabine sarà così configurato:

- Tipo lampade: 24 led 1144 Litio - POWERLED;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, con alettature di raffreddamento;
- Numero lampade: 4;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

## **6. Opere di regimentazione idraulica**

Il progetto non prevede interventi che alterano il naturale deflusso delle acque meteoriche. Pur tuttavia, lì dove si renderà necessario favorire il deflusso delle acque meteoriche è prevista una rete di allontanamento delle stesse costituita da cunette di forma trapezoidale scavate nel terreno naturale/rilevato in materiale permeabile.

Tutte le opere di regimazione rientreranno, comunque, nell'ambito dell'ingegneria naturalistica e quindi le cunette idrauliche saranno protette mediante geotessuti e vegetazione protettiva. La vegetazione protettiva contrasterà l'insorgenza di specie infestanti a rapida crescita, inoltre la manutenzione del sistema di drenaggio delle acque prevista consisterà nel controllo periodico dello stato delle cunette, nell'asportazione di materiale/vegetazione accumulatasi e nel riporto/riprofilatura di terreno nel caso di erosioni.

## **7. Opere di sistemazione arborea del sito**

Il progetto è stato elaborato nel rispetto delle qualità naturalistiche del sito, al fine di mantenere invariato non solo lo stato dei luoghi e l'habitat naturale della fauna, ma anche di impedire il manifestarsi del fenomeno della desertificazione.

Il progetto del verde indicherà una sistemazione di vegetazione in larga parte autoctona, per cui si prevede la realizzazione di una fascia di mitigazione, non solo lungo tutto il perimetro, dove verranno messe a dimora sia specie arboree che arbustive.

Per i dettagli sulla composizione e per le specie da utilizzare si rimanda al progetto di naturalizzazione e forestazione allegato.



La fascia di rispetto arborata sarà realizzata per tutto il perimetro dell'impianto ed avrà una larghezza di mt. 10 per tutte le parti esterne all'impianto, mentre per le parti che risulteranno all'interno dei vari campi avrà larghezza di mt 5,00. Nel seguito si riporta il particolare da cui può evincersi sia la disposizione a doppio filare che a filari alternati in funzione della larghezza.

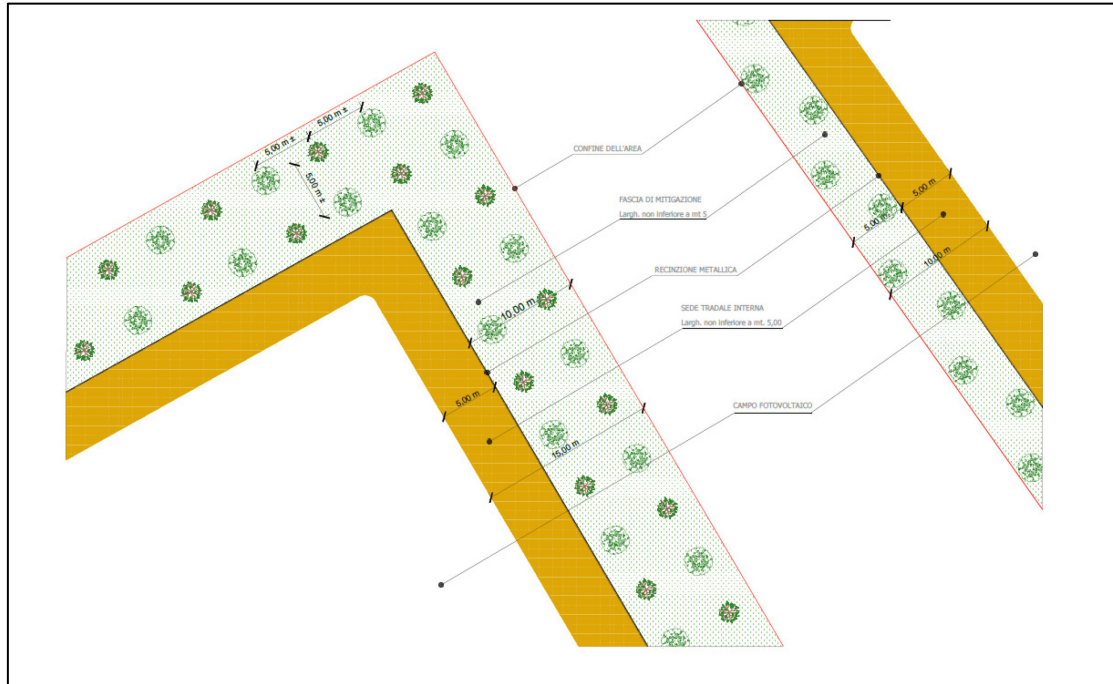


Figura 21 Layout fascia di mitigazione perimetrale- Pianta

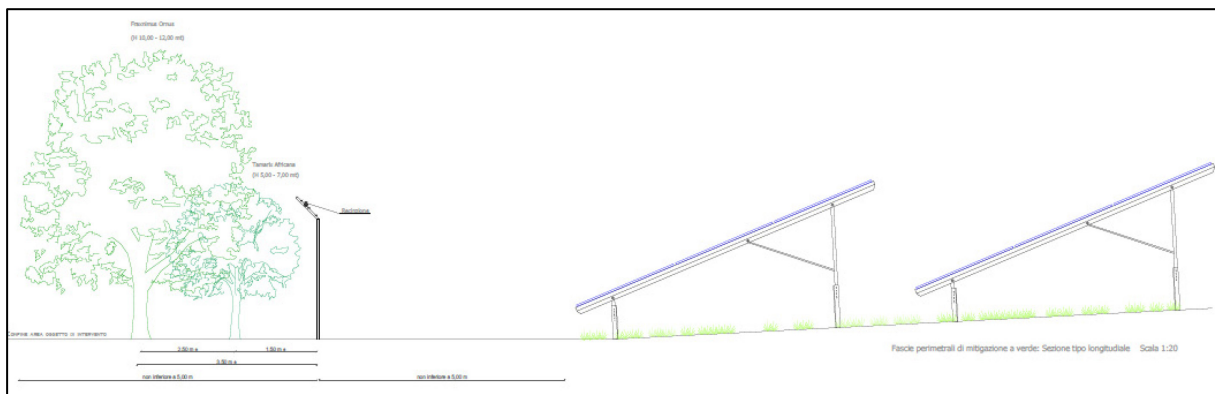


Figura 22 Layout fascia di mitigazione perimetrale- Sezione

## 8. Connessione alla RTN

La connessione del parco fotovoltaico alla RTN, come già detto nei capitoli precedenti, avverrà attraverso un'uscita in AT dalla sottostazione utente fino alla sezione a 150 kV della nuova Stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiaramonte Gulfi-Ciminna”, di cui al Piano di Sviluppo Terna.

### 8.1 Elettrodotto di collegamento

Come anticipato in precedenza, il collegamento tra la stazione elettrica generale di campo e trasformazione 150/30 kV in cui è presente uno Stallo da cui fuoriesce una linea aerea della lunghezza di circa 15 Km. Il nuovo elettrodotto AT a 150 kV in semplice terna di collegamento tra la nuova SSE di utenza ubicata nel comune di Assoro (EN) e la nuova SE RTN ubicata nel comune di Ramacca (CT).

Con riferimento alla corografia allegata, il tracciato ha origine dalla nuova stazione di utenza ubicata nel comune di Assoro, in provincia di Enna, ed esce da questa in direzione nord per poi virare immediatamente verso est in corrispondenza del sostegno n. 3, proseguendo su terreni agricoli per circa 6 km, fino al raggiungimento del confine del comune di Raddusa, nella provincia di Catania, appena dopo il sostegno n. 16. Il tracciato interessa soltanto per un breve tratto il comune di Raddusa, per poi uscirne immediatamente in direzione nord-est, poco dopo il sostegno n. 17, ed entrando definitivamente nel comune di Ramacca, nella provincia di Catania. Dal sostegno n. 25 in poi, il tracciato volge in direzione sud-est lungo terreni agricoli, fino al raggiungimento della nuova stazione di rete, ubicata a circa 3 km a nord del Lago di Ogliastro.

La linea si sviluppa per una lunghezza complessiva di circa 15 km, coinvolgendo prevalentemente zone agricole.

Per i dettagli della linea aerea si rimanda alla documentazione tecnica e specialistica allegata al progetto.

## 9. Sintesi Attività di Cantiere

Di seguito un elenco sintetico delle attività necessarie da eseguire nelle varie fasi di vita dell'opera (realizzazione, o fase di cantiere, vita, o fase di esercizio, dismissione).

Si precisa fin da subito che l'elenco proposto è da ritenersi descrittivo, ma non esaustivo.

### ***1. Fase di Cantiere:***

Le attività previste in fase di realizzazione dell'impianto sono sinteticamente esprimibili per punti secondo l'ordine cronologico dettato dalla logistica delle operazioni:

- Delimitazione dell'area dei lavori.
- Pulizia e sistemazione generale area impianto.
- Esecuzione dei cancelli e completamento della recinzione esterna.
- Tracciamento a terra delle opere in progetto.
- Esecuzione della viabilità di impianto.
- Esecuzione delle sottofondazioni delle cabine o altri edifici.
- Posa delle cabine.
- Esecuzione dei cavidotti.
- Montaggio delle strutture di supporto dei moduli.
- Posa dei pannelli fotovoltaici. Cablaggio delle componenti di impianto.
- Opere di connessione.
- Completamento opere civili ed accessorie.
- Dismissione del cantiere.

### ***2. Fase di Esercizio:***

Le attività previste durante l'esercizio l'impianto sono:

- Funzionamento impianto.
- Manutenzione impianto.

### ***3. Fase di dismissione:***

In fase di dismissione dell'impianto è possibile riconoscere le principali attività in:

- Rimozione dei pannelli fotovoltaici.
- Smontaggio delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici.
- Sfilaggio dei conduttori elettrici.
- Disallestimento dei cavidotti e rinterri lungo le trincee interessate.
- Rimozione degli impianti di servizio e di sicurezza.
- Rimozione delle cabine elettriche, degli altri edifici e dei rispettivi basamenti.
- Trasporto dei materiali ai centri di recupero e/o riciclaggio;
- Ripristino dei luoghi ante-operam.

## 10. Gestione impianto

La centrale viene tenuta sotto controllo mediante un sistema di supervisione, riportato in 5.7 Sistema SCADA e in 5.9 Impianto di Sicurezza e recinzione impianto, che permette di rilevare le condizioni di funzionamento con continuità e da posizione remota.

A fronte di situazioni rilevate dal sistema di monitoraggio, di controllo e di sicurezza, è prevista l'attivazione di interventi da parte di personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, le cui principali funzioni possono riassumersi nelle seguenti attività:

- servizio di guardiania;
- conduzione impianto, in conformità a procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata;
- manutenzione preventiva ed ordinaria programmata in conformità a procedure stabilite per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto sarà effettuata generalmente con ispezioni a carattere giornaliero, mentre la manutenzione ordinaria sarà effettuata con interventi a periodicità mensile.

## 11. Fasi e tempi di realizzazione - Diagramma di Gantt

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima medi, presumibilmente dell'ordine di 24 mesi.

Tali tempi sono condizionati dalla posa in opera delle strutture portanti dei moduli.

Per quanto concerne la movimentazione dei materiali e l'accesso al sito, verrà utilizzata la viabilità esistente, così da limitare i costi e rendere minimo l'impatto con l'ambiente circostante.

Di seguito si riporta un cronoprogramma che affronta uno scenario possibile di costruzione del parco, a partire dalla fase di preparazione delle aree sino alla messa in esercizio.

Il tempo previsto per la realizzazione dell'intervento, compresi i tempi per la messa in esercizio e i ripristini finali, è pari a 24 mesi.

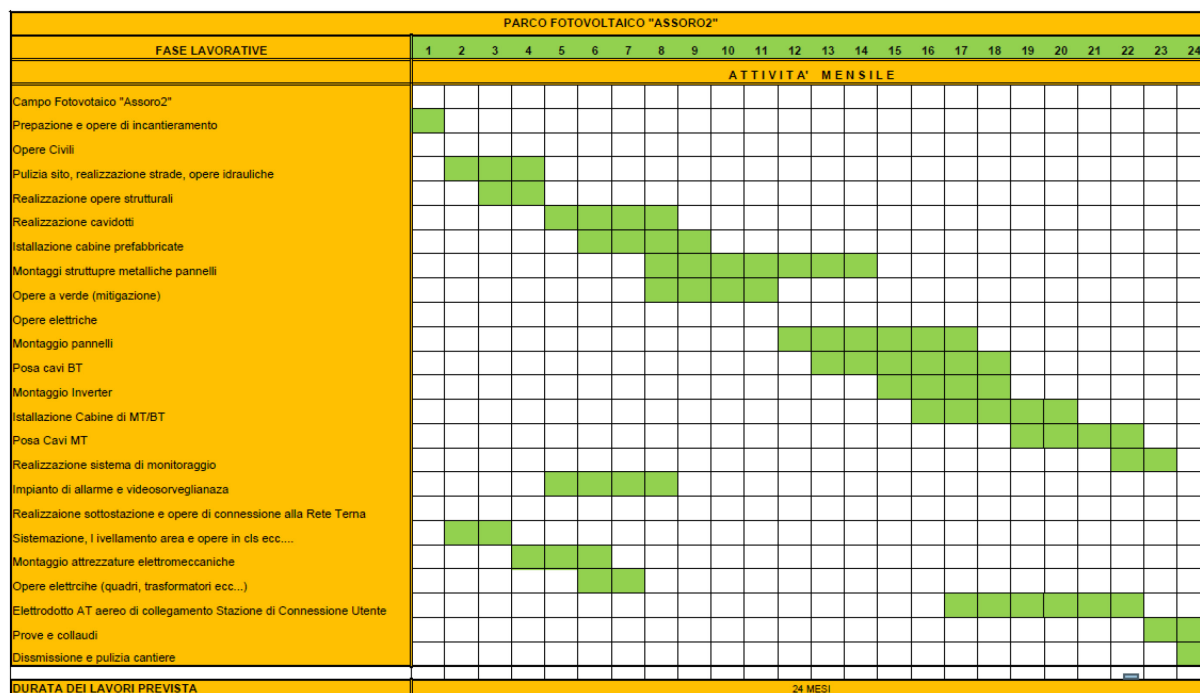


Figura 23 Diagramma di Gantt

## 12. Produzione di rifiuti

La tipologia dell'intervento nelle fasi d'esercizio è tale da non comportare, in misura sostanziale, produzione di rifiuti. Gli unici rifiuti prodotti riguarderanno la fase d'installazione (prima fase) e di dismissione dell'impianto (ultima fase).

Per quanto concerne la fase d'installazione si dichiara che verranno prodotte le seguenti tipologie di rifiuti, ciascuna con relativo avvio a smaltimento:

1. imballaggi dei moduli fotovoltaici e degli altri dispositivi ed apparati dell'impianto: la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento ai consorzi di recupero ove previsti, ovvero, laddove ciò non ricorresse, avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale;
2. rifiuti derivanti dalle tipiche opere di impiantistica elettrica (spezzoni di cavi elettrici, di canaline e/o passacavi ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale, essendo tali rifiuti, in virtù del regolamento comunale per la gestione dei RSU, assimilati per quantità (quantitativi di modesto volume) e qualità a questi ultimi.
3. altri rifiuti derivanti dalle opere edili accessorie (materiale di risulta ricavato dagli scavi, ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico l'eventuale conferimento conformemente alle modalità previste dal relativo regolamento comunale, ovvero provvederà a idonea

ridistribuzione nel medesimo sito di intervento così come e meglio specificato nel seguente capitolo.

Per la determinazione delle quantità di rifiuti prodotti nella prima fase, considerata la dimensione dell'impianto di circa 180 MWp di potenza, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 60 persone per 24 mesi di cantiere
- 7.150 m<sup>3</sup> di cartone;
- 54.000 m<sup>3</sup> di polistirolo;
- 27.500 m<sup>3</sup> di scarti di tubi di PVC;
- 19.000 bancali in pallet recuperati dalla ditta di trasporto.

### **12.1 Terre e rocce da scavo**

Come meglio evidenziato nella relazione specifica, per la realizzazione dell'opera è prevista un'attività di movimento terre, che si può distinguere nelle seguenti tipologie:

- terreno agricolo scoticato per la realizzazione della viabilità, delle piazzole e delle fondazioni;
- materiali provenienti dagli scavi in sito utilizzati per la realizzazione della viabilità, delle piazzole e delle fondazioni;
- materiale di scavo in esubero da trasportare a siti di bonifica e/o discariche;
- materiali di nuova fornitura necessari per la formazione dello strato finale di strade e piazzole.

Il progetto attuale prevede che la quasi totalità del riutilizzo in sito delle prime due tipologie e, di conseguenza, anche uno scarso utilizzo della terza tipologia. Per i materiali di nuova fornitura di cui alla quarta tipologia, ci si approvvigionerà da cave di prestito autorizzate localizzate il più vicino possibile all'area di cantiere o impianti di riutilizzo che forniscono materiale dotato di tutte le certificazioni necessarie.

La possibilità del riutilizzo scaturisce da un'analisi effettuata sulle colonne stratigrafiche eseguite in sede di indagini geologiche (per ulteriori dettagli si rimanda alla relazione geologica in allegato al presente progetto).

Infine, come detto precedentemente il materiale di scavo che non è possibile riutilizzare in situ sarà portato presso impianti di riutilizzo autorizzati da individuarsi in fase di progettazione esecutiva e secondo un apposito piano di utilizzo del materiale scavato secondo quanto previsto dal D.P.R. 13 giugno 2017 n. 120.