

ATLAS SOLAR 13 SRL		CODE FAB.ENG.REL.002.00
		PAGE 1 di/of 50

TITLE: Relazione tecnico-descrittiva

AVAILABLE LANGUAGE: IT

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

Progetto di un impianto fotovoltaico denominato “Fabbrico” di potenza pari a 16.806,24 kWp da realizzarsi nel comune di Fabbrico (RE) e delle relative opere di connessione da realizzarsi nei comuni di Fabbrico (RE), Rio Saliceto (RE) e Carpi (MO)



File: FAB.ENG.REL.002.00_Relazione tecnico-descrittiva

00	31/01/2025	Emissione definitiva	R.De Luca	F.Trovati	L.Spaccino
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

CLIENT VALIDATION

<i>Name</i>	<i>Discipline</i>	<i>PE</i>
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATE BY

CLIENT CODE

IMP.			GROUP.			TYPE			PROGR.			REV	
F	A	B	E	N	G	R	E	L	0	0	2	0	0

CLASSIFICATION For Information or For Validation

UTILIZATION SCOPE Basic Design

This document is property of ATLAS SOLAR 13 SRL. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by ATLAS SOLAR 13 SRL.

Indice

1. PREMESSA	4
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	7
3. DATI DI PROGETTO	8
3.1. DESCRIZIONE DELL'AREA	8
3.2. Dati Generali della Committente.....	15
3.3. Scheda Tecnica dell'impianto	15
4. DATI DESCRITTIVI DEL SITO.....	17
5. INFORMAZIONI CATASTALI	20
6. DIMENSIONAMENTO IMPIANTO	24
6.1. Moduli Fotovoltaici.....	26
6.2. Inverter di stringa	27
6.3. Quadri Elettrici in Alternata	29
6.4. Trasformatori bt/MT	29
6.5. Trasformatori 30/36 kV.....	30
6.6. Cabinati Elettrici.....	30
6.7. Interfaccia di Rete	30
6.8. Contatore Energia Prodotta	31
6.9. Cavi Elettrici	32
6.10. Protezione contro le Sovracorrenti.....	32
6.10.1. Sovraccarichi	32
6.10.2. Corto Circuito.....	33
6.10.3. Protezione contro contatti indiretti	34
6.10.4. Sistema di supervisione e controllo	35
6.11. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	36
7. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI.....	38
7.1. Fase di Cantiere.....	38
7.1.1. Accantieramento	38
7.1.2. Preparazione dei suoli	38
7.1.3. Consolidamento di piste di servizio	38
7.1.4. Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna	40
7.1.5. Opere di regimazione idraulica superficiale.....	40
7.1.6. Esecuzione di opere di contenimento e di sostegno dei terreni.....	42
7.1.7. Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza	42
7.1.8. Interventi di mitigazione a verde	45
7.1.9. Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi	46
7.1.10. Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico	46
7.1.11. Realizzazione / posizionamento opere civili	46
7.1.12. Realizzazione della Step-Up	47
7.1.13. Realizzazione dei cavidotti interrati	47
7.1.14. Impianto antincendio	48
7.1.15. Dismissione del cantiere e ripristini ambientali	49

7.1.16. Verifiche collaudi e messa in esercizio	49
7.2. Fase di Esercizio.....	49
7.2.1. Manutenzione dell'impianto.....	49
7.3. Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale	49
8. VERIFICHE FINALI.....	50
8.1. Esame a vista	50
8.2. Misure e prove.....	50
9. DOCUMENTAZIONE	50

1. PREMESSA

La seguente relazione illustra la progettazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare della potenza nominale massima di 16.806,24 kW_p e relative opere di connessione alla rete.

L'impianto fotovoltaico interesserà il Comune di Fabbrico, in provincia di Reggio Emilia, con le opere di connessione alla RTN che interesseranno i territori comunali di Fabbrico (RE), Rio Saliceto (RE) e Carpi (MO).

L'impianto installato a terra con potenza in AC utile ai fini della connessione pari 15.360,00 kW_{AC} è destinato ad essere collegato alla RTN in antenna a 36 kV, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) fornita da Terna SpA (codice pratica: 202402359).

La connessione prevista dalla STMG prevede infatti che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su un ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Carpi Fossoli".



Figura 1 - Sovrapposizione su ortofoto dell'area di impianto (in rosso) e del tracciato del cavidotto di connessione alla rete (in blu) - Fonte: Google Earth



Figura 2 – Dettaglio dell'area di impianto (in rosso) su ortofoto - Fonte: Google Earth

Come sopra indicato la soluzione di connessione prevede una tensione di allaccio alla RTN di 36 kV. Per tale motivo si è scelto di prevedere nella porzione nord-est dell'area di impianto un'area dedicata alla Sottostazione di Utenza (SEU) che ospiterà in particolare:

- Locale utente – Composto principalmente da:
 - Locale quadri 30 e 36 kV;
 - Locale BT e SCADA.
- Trasformatore 30/36 kV atto proprio all'innalzamento della tensione da 30 kV (in uscita dalle Transformation Units) a 36 kV (utile ai fini della connessione alla RTN).

L'area SEU sarà opportunamente recintata in modo indipendente dall'area di impianto. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato *"FAB.ENG.TAV.027_Planimetria sottostazione 30/36 kV"*.

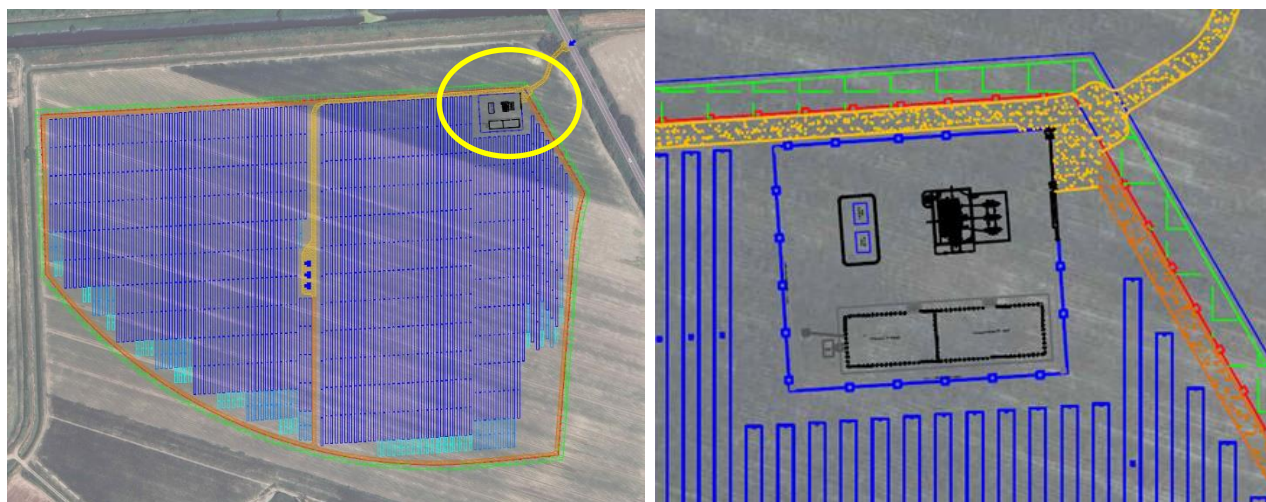


Figura 3 – Dettaglio dell'area SEU su ortofoto - Fonte: Google Earth

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Identificazione dei morsetti degli apparecchi, delle estremità dei conduttori e dei conduttori;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

3. DATI DI PROGETTO

3.1. DESCRIZIONE DELL'AREA

L'area di intervento, costituita da un'area agricola nella disponibilità del Proponente, risulta essere lambita lungo il lato est dalla Strada Provinciale 46. La Provinciale, tuttavia, risulta essere sopraelevata rispetto all'area di progetto di circa 2 m.



Figura 4 – Dettaglio area di impianto e Strada Provinciale

Si prevede per cui, di accedere all'area di impianto sfruttando un accesso esistente a Nord-Est dell'area che verrà adeguato ai fini del passaggio dei mezzi di cantiere e di soccorso prevedendo l'eventuale rimozione delle alberature ed un allargamento delle piazzole di manovra:



Figura 5 – Dettaglio su accesso esistente da SP46

Da un punto di vista topografico, l'area si sviluppa su un terreno agricolo pressoché pianeggiante.



Figura 6 – Foto scattate in sito su area di impianto

Come riportato nello Studio Preliminare Ambientale (rif. "FAB.ENG.REL.030_Studio Preliminare Ambientale"), l'area di impianto risulta idonea ai sensi del comma 8 lettera c.ter n.2. in quanto ricade in un perimetro di 500 metri dall'azienda "Gapor S.r.l." (codice REA RE-133077, forma legale "Società a responsabilità limitata", finalizzata alla fabbricazione di stand, strutture simili per convegni, fiere e altri

elementi in legno e di falegnameria per l'edilizia”):

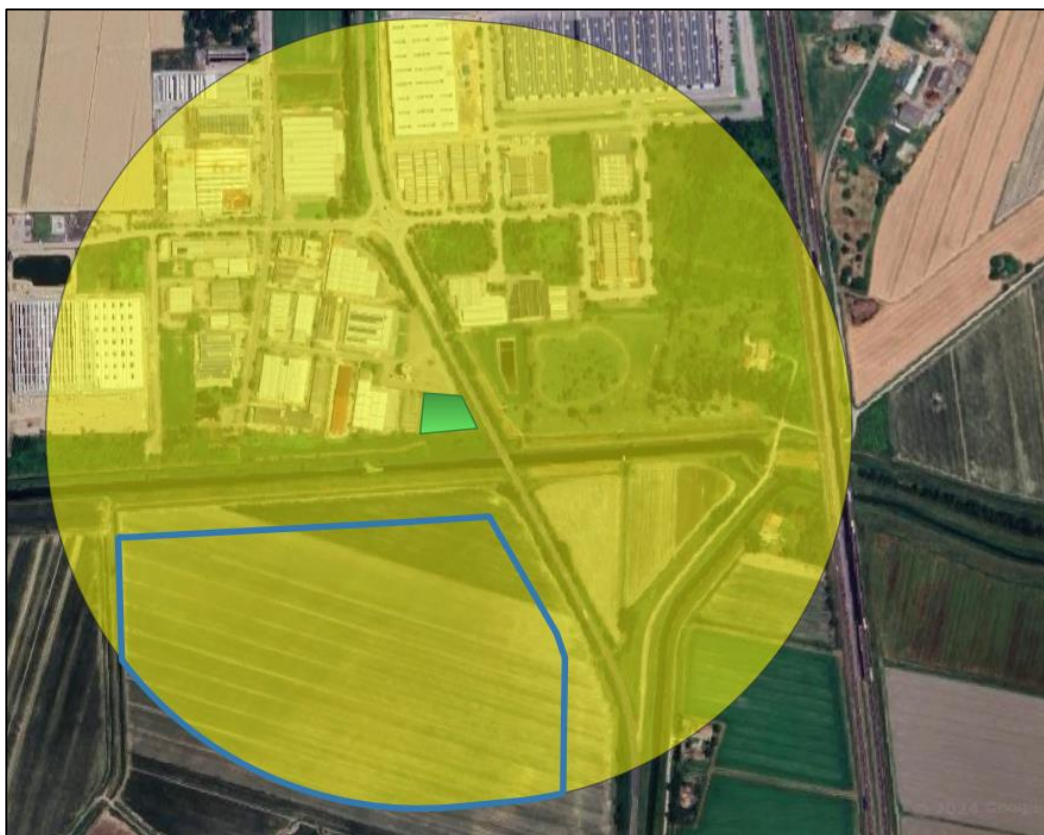



Figura 7 - Inquadramento dell'area di impianto (in blu) con buffer di 500 m (in giallo) dall'impianto Gapor S.r.l." (in verde).

Si segnala comunque che:

- Lungo il lato EST dell'area di impianto risulta essere presente un metanodotto SNAM:

In merito a tale infrastruttura si segnala che in data 16/10/2024 è stato effettuato in contraddittorio con l'Ente Gestore un picchettamento che si riporta di seguito:

		VERBALE PICCHETTAMENTO	
Dati identificativi dell'unità esercente Snam Rete Gas competente			
Centro/Centrale di: <u>REGGIO EMILIA</u>		Distretto: <u>CENTRO ORIENTALE</u>	
Indirizzo: <u>VIA LOUIS PASTEUR 10/A</u> n° telefonico (linea diretta presidiata 24 h): <u>0522/558050</u>			
Dati identificativi del Richiedente (Terzo / Appaltatore)			
Nominativo/Ragione sociale: <u>PERUGINI FABIO WSP</u>			
Indirizzo: <u>VIA ROMA 108 (PS)</u>		n° telefonico: <u>3463691517</u>	
Dati identificativi del metanodotto/impianto			
Denominazione: <u>CAD. REGGIOLO</u>		DN: <u>300</u>	
Comune di: <u>FABBRICO MONTIVALLI C.A. 0004</u>		Fogli: _____ Mappali: _____	
Riferimenti geografici (es. località): _____			
Memorandum:			
In data odierna Snam Rete Gas alla presenza di un rappresentante del Richiedente, ha provveduto all'esecuzione del picchettamento del tratto di metanodotto in oggetto e/o delle opere ad esso accessorie. Indicativi della posizione del metanodotto SRG e dell'eventuale cavo TLC sono:			
<input type="checkbox"/> la segnaletica fissa presente nell'area			
<input type="checkbox"/> i piastrini segnalatori gialli indicanti il tracciato del metanodotto			
<input type="checkbox"/> i piastrini segnalatori arancioni indicanti i tracciati del cavo TLC			
<input type="checkbox"/> il nastro di avvertimento posto nel terreno			
Il metanodotto risulta interrato, rispetto alla generatrice superiore, ad una profondità di circa <u>-7,30</u> metri. <u>COPERTURA</u>			
Posizione e profondità sono state determinate tramite: <u>ATTIVA SP46 - 6,70 COPERTURA</u>			
<input type="checkbox"/> strumento cercatubi, quindi da considerarsi presunte in quanto l'esatta ubicazione del metanodotto è determinabile soltanto attraverso l'esecuzione di scavi di saggio da effettuarsi obbligatoriamente a cura di Snam Rete Gas;			
<input type="checkbox"/> esecuzione di n° _____ scavi di saggio con messa a giorno della condotta effettuati a cura SRG.			
Il Richiedente, nel prendere atto di quanto sopra, si dichiara consapevole che <u>il presente verbale non costituisce una liberatoria autorizzativa ai lavori/opere</u> , ma bensì solamente una informativa di supporto tecnico per stabilire eventuali interferenze dei lavori/opere con il metanodotto, la fascia asservita di sicurezza e/o le opere accessorie. Il permesso all'esecuzione dei lavori/opere potrà essere rilasciato da SRG solo a seguito di richiesta scritta, corredata da dettagli progettuali.			
I picchetti sono rimossi al termine del picchettamento: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no »			
il Richiedente si impegna a non rimuovere / spostare i segnali indicatori del tracciato del metanodotto. Se ciò dovesse accadere per caso fortuito si impegna a darne tempestiva comunicazione telefonica all'Unità Snam Rete Gas.			
Note / Schemi grafici:			
<u>PICCHETTAMENTO PER FUTURA INTERFERENZA CAVI DOTTI</u>			
Data <u>16/10/24</u>		<u>Perugino Fabio</u> Per il Richiedente (*)	
		<u>Per Snam Rete Gas</u> Per l'unità esercente S.R.G. (*)	

(*) La firma deve essere apposta in maniera leggibile

copia per il terzo

Figura 8 – Stralcio verbale di picchettamento SNAM

In funzione delle caratteristiche sopraindicate, viene considerato un buffer di rispetto pari a 20 m per lato dall'asse del metanodotto:

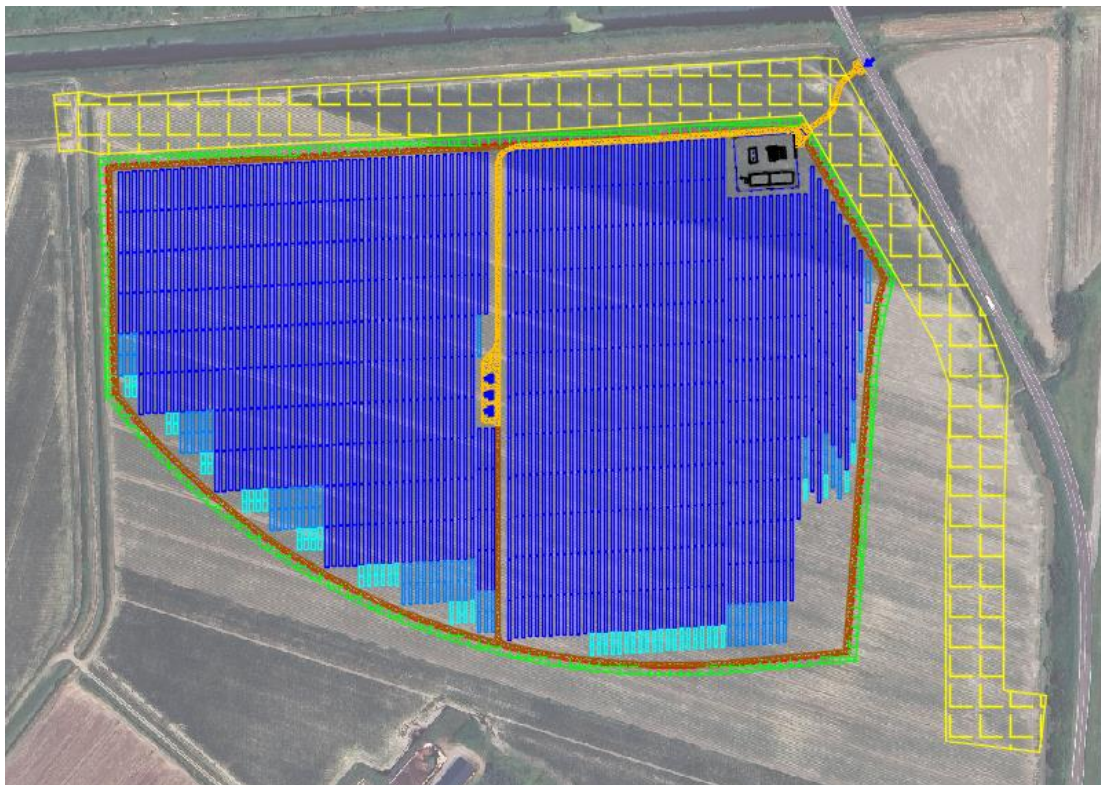


Figura 9 – Inquadramento catastale dell'area di impianto con evidenza in giallo del buffer dell'asse del metanodotto (in rosso).

L'unica opera che risulta interferire consiste nella nuova viabilità di accesso, la quale comunque non si ritiene possa perturbare il normale funzionamento del metanodotto.



Figura 10 – Foto scattata in sito su metanodotto presente.

- Lungo i lati OVEST e NORD dell'area di impianto risultano essere presenti canali di scolo accatastati come tali:



Figura 11 – Inquadramento satellitare dei canali di scolo delle acque accatastati (in blu) rispetto all'area di impianto (in rosso).

Si segnala in particolare il Canale Correggio a nord dell'area dal quale tuttavia risulta essere rispettata una distanza di oltre 40 m.

Per i corsi d'acqua registrati al catasto delle acque pubbliche, ai fini della predisposizione del layout è stata considerata una distanza di 10 m dalle nuove costruzioni e di 4 m per la mitigazione, come riportato nell'art.96 lettera f del R.D. n.523 del 25/07/1904.



Figura 12 – Foto scattata in sito su canali di scolo.

- Nei pressi del lato nord dell'area di impianto risulta presente una linea elettrica aerea MT:



Figura 13 – Inquadrimento satellitare dell'area di impianto (in rosso) con evidenza in giallo della linea elettrica MT.



Figura 14 – Foto scattata in sito su linea elettrica aerea MT

Da tale infrastruttura, l'area di impianto risulta distare oltre 40 m per cui non si ritiene interferente con le opere in progetto.

3.2. Dati Generali della Committente

COMMITTENTE	Atlas Solar 13 S.r.l
SEDE LEGALE	VIA ANDREUZZI N. 12 – 33100 - UDINE
P.IVA	03125890305
OGGETTO DEI LAVORI	Progetto di un impianto fotovoltaico denominato “Fabbrico” di potenza pari a 16.806,24 kWp da realizzarsi nel comune di Fabbrico (RE) e delle relative opere di connessione da realizzarsi nei comuni di Fabbrico (RE), Rio Saliceto (RE) e Carpi (MO)

3.3. Scheda Tecnica dell’impianto

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	Materiale	Acciaio zincato
	Tecnologia	Tracker single-axis – “Bifacial” Tilt $\pm 60^\circ$
	Posizionamento	Terreno
	Disposizione moduli FV	1x48 – Portrait / 1x24 – Portrait / 1x12 – Portrait
	Integrazione architettonica dei moduli	No
STRING INVERTER “SUNGROW SG350HX”	Tipologia	Convertitore DC/AC
	Potenza massima apparente in uscita	320 kVA (40°C)
	Numero di MPPTs indipendenti	12
	Massima corrente di corto circuito in ingresso per ogni MPPT	60 A
	Massima Tensione d'ingresso MPPT	500 V
	Corrente nominale d'uscita	254 A
	Tensione nominale d'uscita	800 V
	Rendimento massimo	98.8 %
	Numero totale di String Inverter	Totale: 48 (n. 5 da 23 stringhe + n. 43 da 22 stringhe)
CABLAGGI	Cavo di stringa	FG21M21 10 mmq

	Cavo String Inverter – Transformation Cabin	ARG7R – 300 mmq
	CAVO media tensione	ARE4H5EX – 120/240/400 mmq RG7H1RX 18/30 kV - 630 mmq
TRASFORMATORI LV/MV	Tensione secondaria	800 V
	Tensione Primario	30.000 kV
	Potenza nominale trasformatore	6.000 kVA
	Tensione Ucc %	6 %
	Tipo di raffreddamento Gruppo	ONAN Dy11-y11
	Numero totale	3
	Potenza utile in uscita	5120 kVA – Ad ogni Trasnformation Unit verranno collegati n.16 String Inverter
TRASFORMATORE MT/36 kV *	Potenza Tipo di raffreddamento Gruppo	20 MVA ONAN YNd11


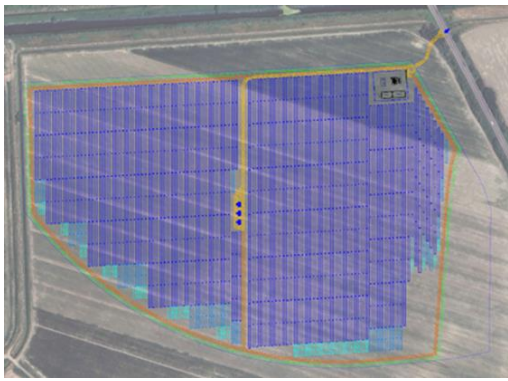
* I valori indicati per il trasformatore MT/36 kV devono essere considerati come indicativi. Si rimanda ad una fase successiva di ingegneria per la scelta del trasformatore più opportuno anche in funzione degli equipment disponibili alla data di realizzazione dell'opera.

Per ulteriori dettagli tecnici sui vari componenti dell'impianto si rimanda all'elaborato.
"FAB.ENG.REL.005_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici di tutte le opere".

4. DATI DESCRITTIVI DEL SITO

L'impianto FV sarà ubicato nel territorio comunale di Fabbrico (RE), all'interno di un'area agricola. Si riportano di seguito le tabelle relative alle aree oggetto di intervento:

Tabella 1 – Descrizione sito

COORDINATE	
LATITUDINE	44°51'52.84"N
LONGITUDINE	10°50'33.89"E
PANORAMICA SITO	LAYOUT DI IMPIANTO
	

Di seguito vengono riportati i dati relativi all'ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell'area interessata dall'impianto in oggetto:

Tabella 2 – Dati sismici e climatici del sito

CLASSIFICAZIONE SISMICA	3
ZONA CLIMATICA	E
ZONA DI VENTO (Normativa EN 1991 – 1– 4)	3

I dati di radiazione solare calcolati alle coordinate dell'impianto, per 1 kW e relativi al caso di installazione su strutture di sostegno tracker, sono riportati, a titolo esemplificativo ed indicativo, nella Figura 4.

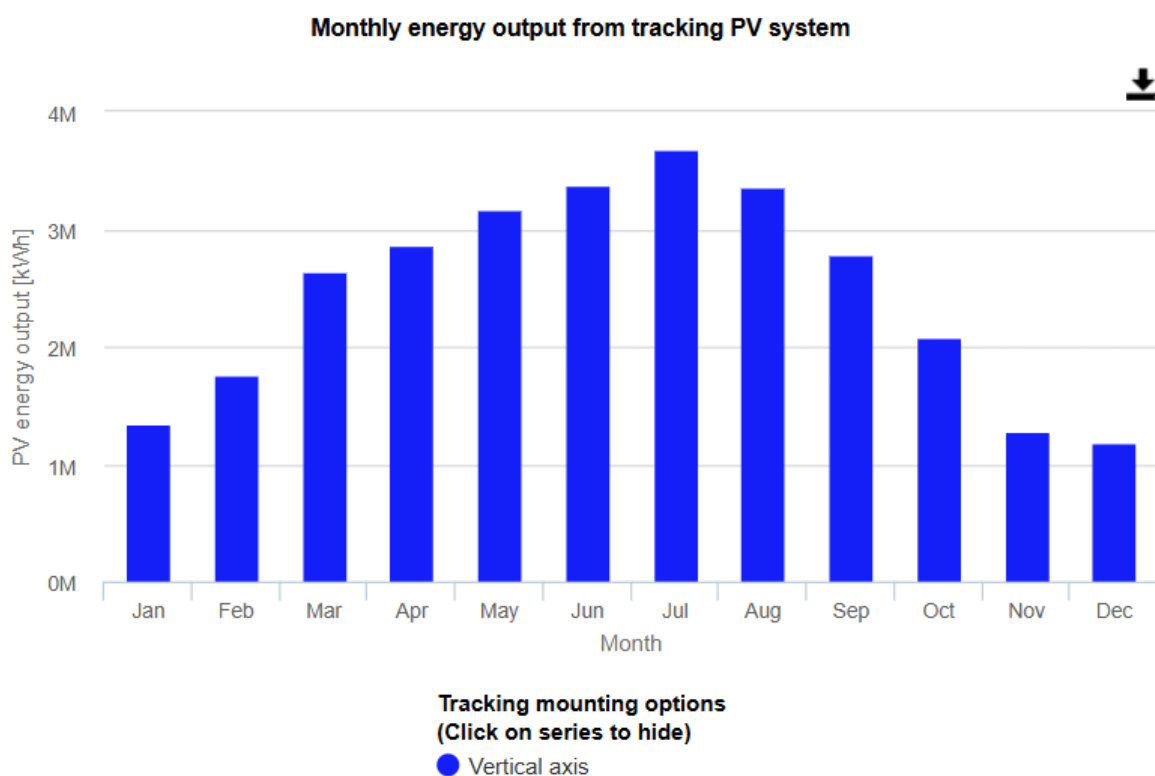
Il calcolo è stato effettuato mediante il sistema PVGIS © European Communities, 2022:

Provided inputs:

Location [Lat/Lon]:	44.864,10.842
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	16806
System loss [%]:	14

Simulation outputs**Vertical axis**

Slope angle [°]:	55 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	29533945.17
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2267.27
Year-to-year variability [kWh]:	1404464.7
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.5
Spectral effects [%]:	1.1
Temperature and low irradiance [%]:	-9.5
Total loss [%]:	-22.49

Figura 15 – Calcolo della radiazione giornaliera per kWp**Figura 16 – Stima producibilità mensile**

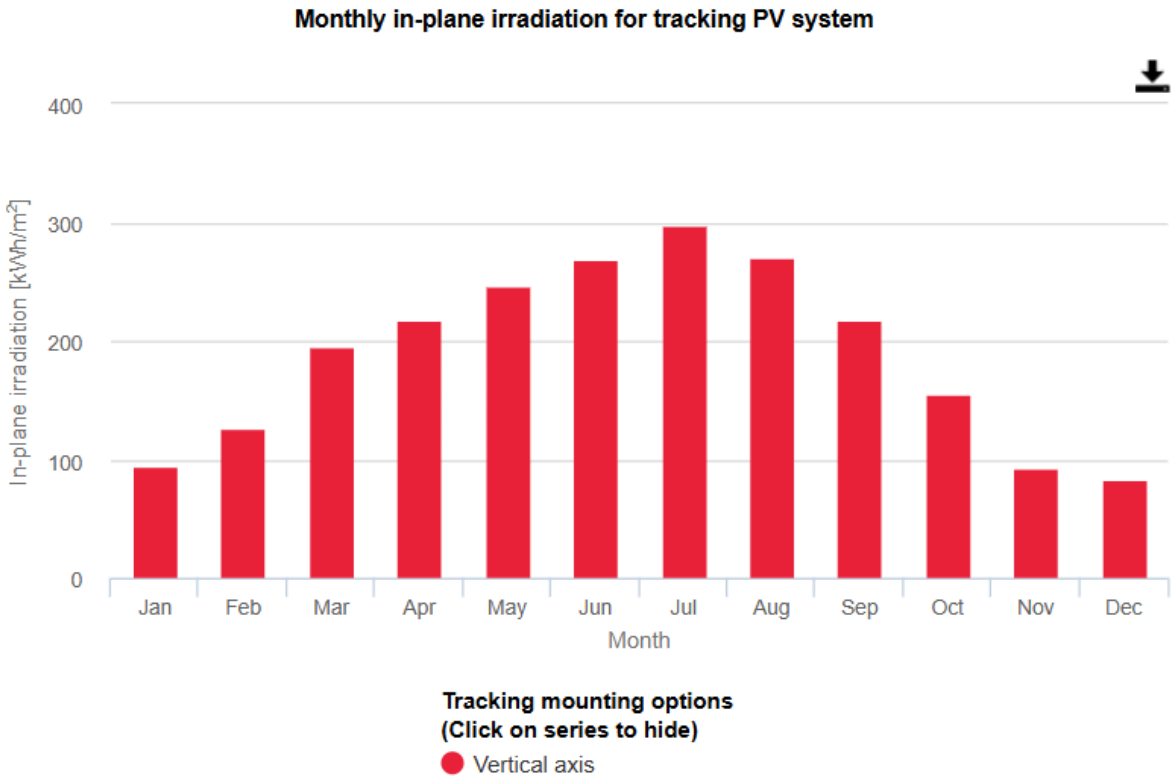


Figura 17 – Stima irraggiamento

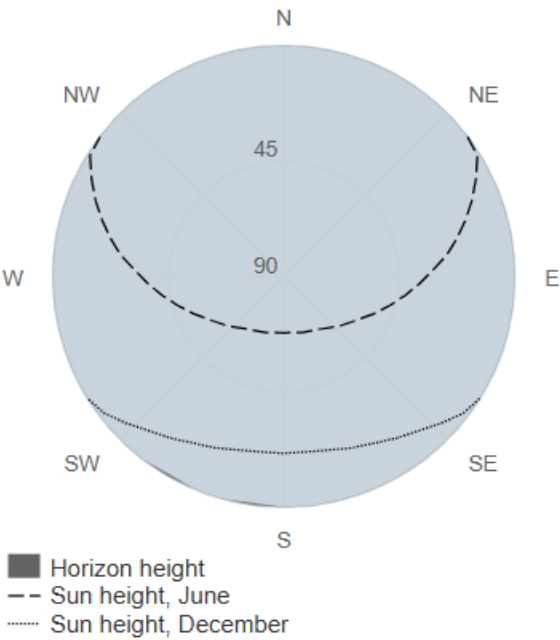


Figura 18 – Curva dell'altezza del sole relativamente al sito considerato

5. INFORMAZIONI CATASTALI

L'impianto FV sarà ubicato nel territorio comunale di Fabbrico, raggiungibile dalla Strada Provinciale 46.

L'area valorizzabile con la realizzazione dell'impianto in progetto interessa, anche solo parzialmente, le seguenti particelle catastali:

Comune	Foglio	Particella	Porzione	Qualità	Classe	Dati Anagrafici Ditta Proprietaria	COD. FISCALE	DIRITTI	QUOTA	Tipologia intervento	
										Area di impianto	Viabilità di accesso
FABBRICO (RE)	24	20	//	Seminativo Irriguo	2	SOCIETA' AGRICOLA SUINGRAS DI FONTANESI LORENZO E C. S.S. con sede in DOSOLO (MN)	00965390354	Proprietà	1/1	X	-
	24	21	//	Seminativo Irriguo	2	SPA AUTOSTRADA DEL BRENNERO CON SEDE IN TRENTO	-	Proprietà	-	-	X
	24	116	//	Seminativo Irriguo	3	SOCIETA' AGRICOLA SUINGRAS DI FONTANESI LORENZO E C. S.S. con sede in DOSOLO (MN)	00965390354	Proprietà	1/1	X	-
	24	118	//	Seminativo Irriguo	3	SOCIETA' AGRICOLA SUINGRAS DI FONTANESI LORENZO E C. S.S. con sede in DOSOLO (MN)	00965390354	Proprietà	1/1	X	X
	24	120	//	Seminativo Irriguo	3	SOCIETA' AGRICOLA SUINGRAS DI FONTANESI LORENZO E C. S.S. con sede in DOSOLO (MN)	00965390354	Proprietà	1/1	X	-
	24	122	//	Seminativo Irriguo	3	SOCIETA' AGRICOLA SUINGRAS DI FONTANESI LORENZO E C. S.S. con sede in DOSOLO (MN)	00965390354	Proprietà	1/1	X	-

Comune	Foglio	Particella	Porzione	Qualità	Classe	Dati Anagrafici Ditta Proprietaria	COD. FISCALE	DIRITTI ED ONERI REALI	QUOTA
FABBRICO (RE)	24	118	//	Seminativo Irriguo	3	SOCIETA' AGRICOLA SUINGRAS DI FONTANESI LORENZO E C. S.S. con sede in DOSOLO (MN)	965390355	Proprietà	1/1
	24	21	//	Seminativo Irriguo Arborato	2	SPA AUTOSTRADA DEL BRENNERO CON SEDE IN TRENTO		Proprietà	
	24	41	//	Seminativo Irriguo	3	SPA AUTOSTRADA DEL BRENNERO CON SEDE IN TRENTO		Proprietà	
	24	Demanio Idrico							
	24	75	//	Prato	U	PROVINCIA DI REGGIO EMILIA con sede in REGGIO NELL'EMILIA (RE)	209290352	Proprietà	1/1
	24	Strada Procinciale n. 46							
RIO SALICETO (RE)	1	Strada Procinciale n. 41							
	1	Via Argine Canale							
CARPI (MO)	11	Via Argine Canale							
	11	2	//	Prato	U	SULMO S.R.L. con sede in MILANO (MI)	9219921005	Proprietà	1/1
	11	22	//	Seminativo Irriguo	2	SULMO S.R.L. con sede in MILANO (MI)	9219921005	Proprietà	1/1
	11	Via Argine Canale							
	11	28	//	AUTOVIA SP		SOCIETA' PER AZIONI AUTOSTRADA DEL BRENNERO ,DENOMINAZIONE IN LINGUA TEDESCA BRENNER- AUTOBAHN A.G. con sede in TRENTO (TN)	210880225	Proprietà	1/1
	11	Via Argine Canale							
	7	Via Dugaro							
	7	Via Valle							
	8	Via Valle							

Comune	Foglio	Particella	Porzione	Qualità	Classe	Dati Anagrafici Ditta Proprietaria	COD. FISCALE	DIRITTI ED ONERI REALI	QUOTA
	14	Via Valle							
	20	Demanio Idrico							
	15	Via Valle							
	20	Via Valle							
	20	Demanio Idrico							
	20	83	//	Pioppeto	2	ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA con sede in ROMA (RM)	811720580	Proprietà	1/1
	20	84	//	Seminativo Irriguo	3	ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA con sede in ROMA (RM)	811720580	Proprietà	1/1
	20	3	//	Pioppeto	2	Provincia di Modena		Proprietà	1/1
	21	Strada Provinciale n. 413 ex S.S Romana nord							
	21	8	//	Pioppeto	2	Provincia di Modena		Proprietà	1/1
	21	110	//	ENTE PUBBLICO	F01 (catasto fabbricato)	STRADA STATALE 413 ROMANA NORD Piano T			
	21	111	1	ENTE PUBBLICO	D01 (catasto fabbricato)	Terna SPA con sede in ROMA (RM)	05779661007	Proprietà	1/1
	21	111	3	ENTE PUBBLICO	D01 (catasto fabbricato)	TERNA SPA con sede in ROMA (RM)	05779661007	Proprietà per l'area	1/1

Per maggiori dettagli, si rimanda agli elaborati "FAB.ENG.REL.007.00_Piano particellare delle aree interessate dall'intervento" e "FAB.ENG.REL.028.00_Piano particellare delle opere di connessione".

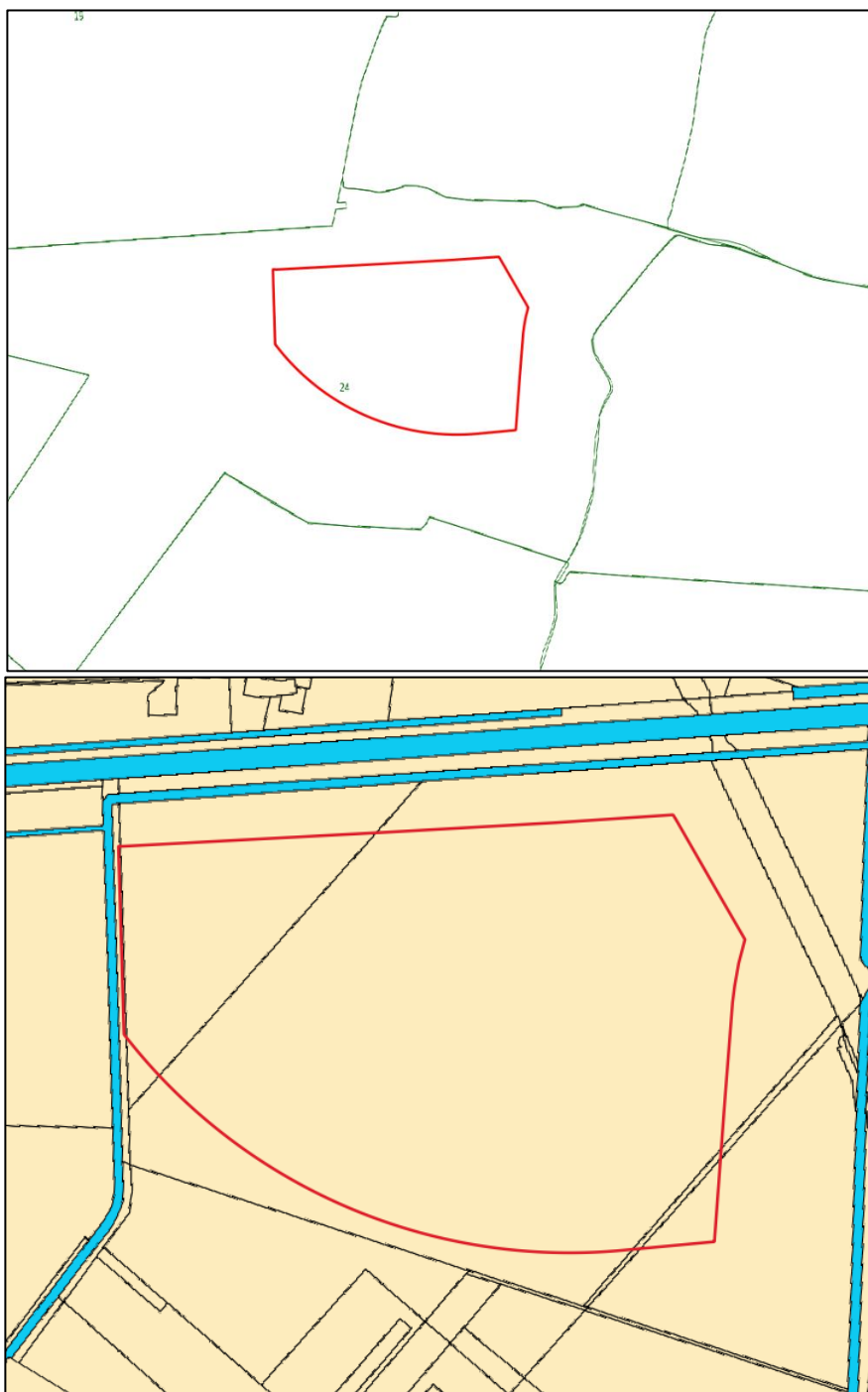


Figura 19 – Inquadramento su fogli catastali dell'area di impianto (in rosso). Fonte: WMS Agenzia delle Entrate

6. DIMENSIONAMENTO IMPIANTO

Come già illustrato nei paragrafi precedenti, l'impianto in progetto avrà una potenza nominale massima di 16.806,24 kW_p e una potenza in AC utile ai fini della connessione di 15.360,00 kVA (rapporto DC/AC = 1,094).

Come indicato in STMG la soluzione di connessione prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su un ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132 kV denominata "Carpi Fossoli".

Al fine di connettere l'impianto alla rete, le linee in uscita dalle cabine di trasformazione si collegheranno ad un quadro MT posto in una Step-Up Station, ubicata all'interno dell'area di impianto, presso la quale la tensione verrà innalzata dai 30.000 V della rete interna di distribuzione dell'energia ai 36.000 V richiesti, tramite un trasformatore 30/36 kV.

Per consentire la conversione dell'energia elettrica generata in corrente continua in energia elettrica alternata con parametri elettrici tali da consentire la connessione alla rete di distribuzione nazionale sarà necessario utilizzare dei convertitori statici di energia con le caratteristiche compatibili con il tipo di modulo fotovoltaico scelto.

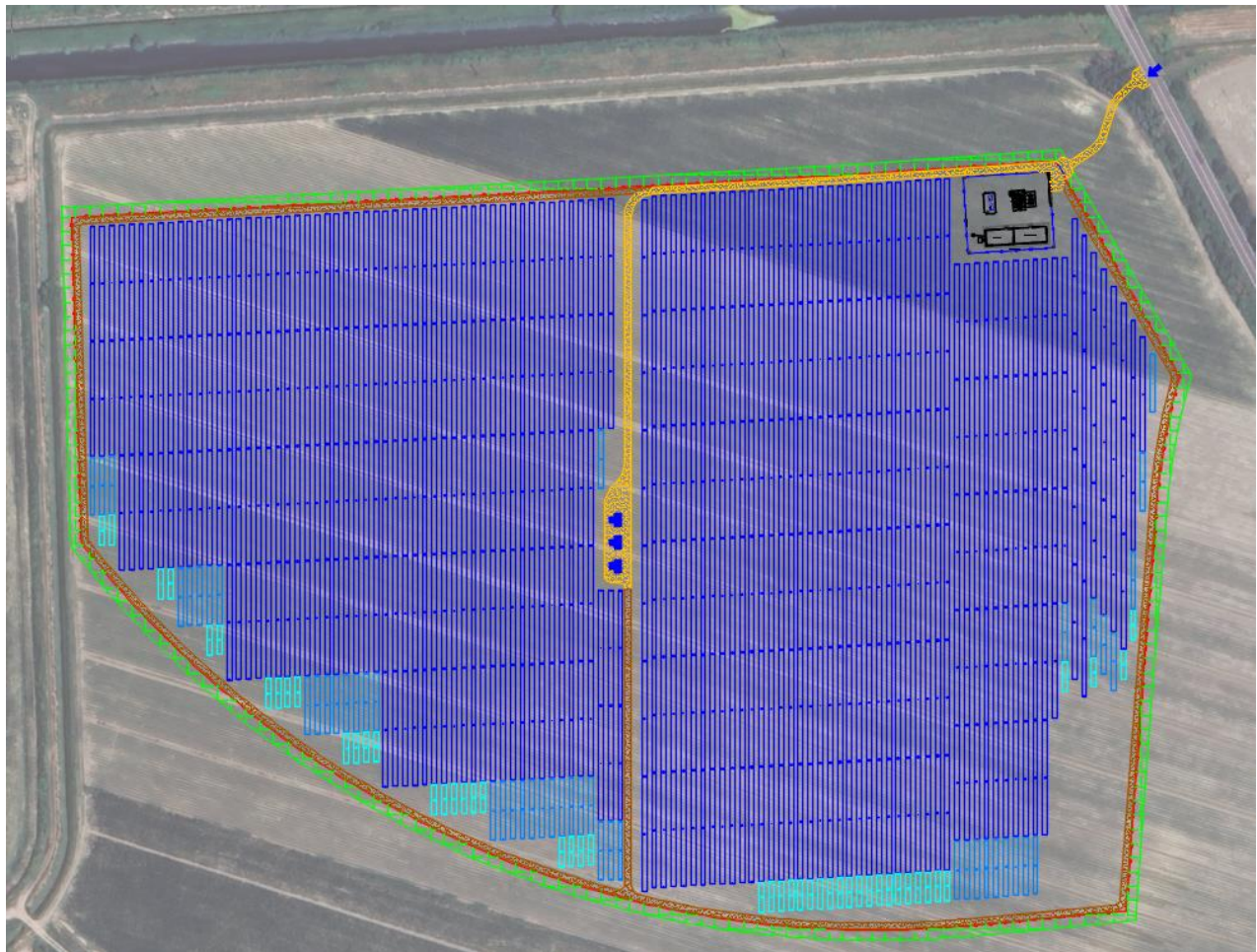


Figura 20 – Inquadramento su ortofoto del layout di impianto.

6.1. Moduli Fotovoltaici

Al fine di poter ottenere la potenza richiesta sarà necessario utilizzare n. 25.464 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale (Longi LR7-72HYD 625~660M) aventi, singolarmente, potenza pari a 660 Wp. Il tipo di modulo fotovoltaico scelto ha le seguenti caratteristiche elettriche e meccaniche:

Electrical Characteristics		STC: AM1.5 1000W/m² 25°C				NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s				Test uncertainty for Pmax: ±3%							
Module Type		LR7-72HYD-625M		LR7-72HYD-630M		LR7-72HYD-635M		LR7-72HYD-640M		LR7-72HYD-645M		LR7-72HYD-650M		LR7-72HYD-655M		LR7-72HYD-660M	
Testing Condition		STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)		625	475.8	630	479.6	635	483.4	640	487.2	645	491.0	650	494.8	655	498.6	660	502.4
Open Circuit Voltage (Voc/V)		53.30	50.65	53.40	50.75	53.50	50.84	53.60	50.94	53.70	51.03	53.80	51.13	53.90	51.22	54.00	51.32
Short Circuit Current (Isc/A)		14.85	11.93	14.93	12.00	15.01	12.06	15.09	12.12	15.17	12.18	15.25	12.25	15.33	12.31	15.41	12.38
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)		44.16	41.97	44.26	42.06	44.36	42.16	44.46	42.25	44.56	42.35	44.65	42.43	44.75	42.53	44.85	42.62
Current at Maximum Power (Imp/A)		14.16	11.35	14.24	11.42	14.32	11.48	14.40	11.54	14.48	11.61	14.56	11.67	14.64	11.73	14.72	11.80
Module Efficiency(%)		23.1		23.3		23.5		23.7		23.9		24.1		24.2		24.4	

Tecnologia Celle fotovoltaiche	Monocristallino
Potenza Massima (STC)	660 Wp
Efficienza Modulo	24,4 %
Tensione alla massima potenza – Vmp (STC)	54,00 V
Corrente alla massima potenza – Imp (STC)	15,41 A
Tensione circuito aperto – Voc (STC)	44,85 V
Corrente di corto circuito – Isc (STC)	14,72 A

Le dimensioni fisiche dei moduli fotovoltaici sono indicate nella figura seguente:

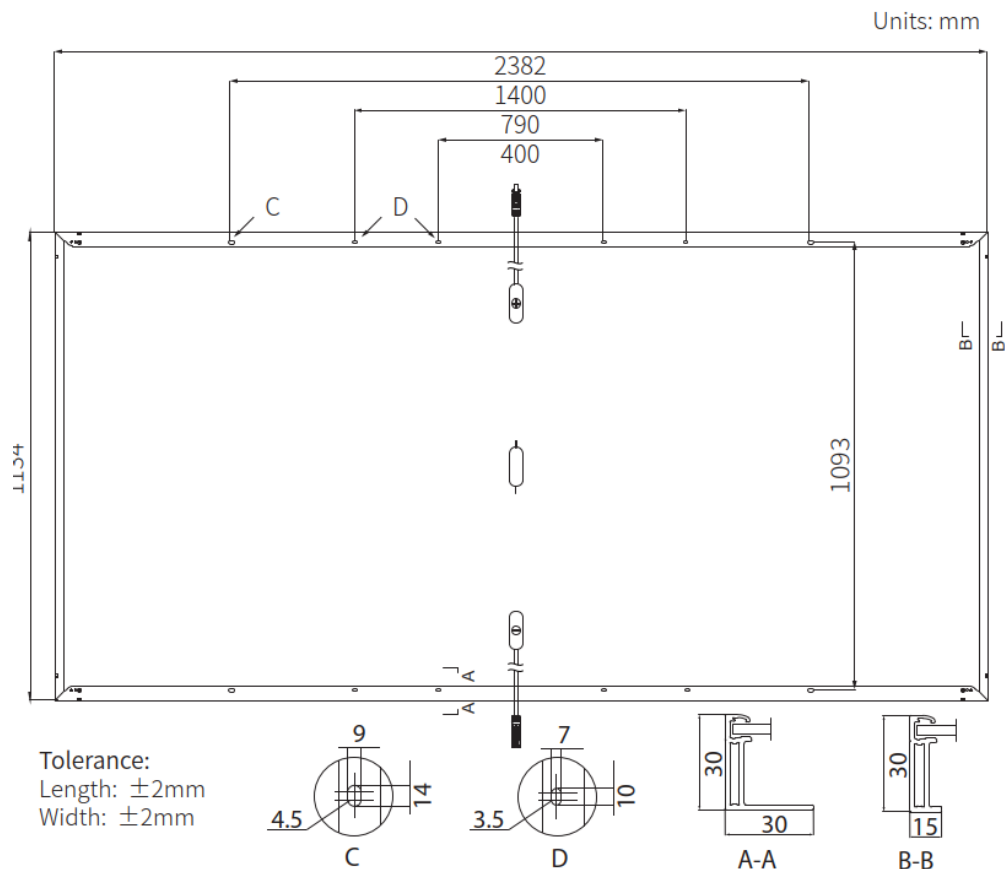


Figura 21 – Dimensioni modulo fotovoltaico

6.2. Inverter di stringa

Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter". Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di stringa. Gli inverter scelti hanno le caratteristiche riportate nel seguito.

STRING INVERTER "SUNGROW SG350HX"	Tipologia	Convertitore DC/AC
	Potenza massima apparente in uscita	320 kVA (40°C)
	Numero di MPPTs indipendenti	12
	Massima corrente di corto circuito in ingresso per ogni MPPT	60 A
	Massima Tensione d'ingresso MPPT	500 V
	Corrente nominale d'uscita	254 A
	Tensione nominale d'uscita	800 V
	Rendimento massimo	98.8 %
	Numero totale di String Inverter	Totale: 48 (n. 5 da 23 stringhe + n. 43 da 22 stringhe)

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136*870*361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤110 kg (≤242.5 lbs)
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66 (NEMA 4X)
Night power consumption	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	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
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

6.3. Quadri Elettrici in Alternata

Tutte le apparecchiature lato c.a. previste nel progetto, ad eccezione degli inverter, trovano posto nel quadro elettrico QCA.

Il quadro elettrico, di dimensioni adeguate, dovrà essere certificato e marchiato dal costruttore secondo le norme CEI 17-11 dove applicabili e sarà costituito da un contenitore da parete con grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completo di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I quadri "QCA" saranno equipaggiati con i seguenti componenti e apparecchiature (soluzione minima):

- Dispositivi di interruzione (dispositivi di generatore): interruttori tripolari magnetotermici lato bt trasformatore;
- Staffe per fissaggio su profilato DIN per interruttore;
- Scaricatore di corrente da fulmine attacco su guida DIN.

I Quadri QCA saranno ubicati all'interno della cabina di sottocampo.

6.4. Trasformatori bt/MT

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione nazionale, considerata la potenza da installare di 16.806,24 kW per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario innalzare il livello di tensione dai 800 V in uscita dai convertitori statici a 30.000 V. Verranno utilizzati trasformatori bt/MT, della tipologia in olio con le caratteristiche riportate di seguito.

TRASFORMATORI LV/MV	Tensione secondaria	800 V
	Tensione Primario	30.000 kV
	Potenza nominale trasformatore	6.000 kVA
	Tensione Ucc %	6 %
	Tipo di raffreddamento	ONAN
	Gruppo	Dy11-y11
	Numero totale	3
	Potenza utile in uscita	5120 kVA – Ad ogni Trasformation Unit verranno collegati n.16 String Inverter

6.5. Trasformatori 30/36 kV

L'impianto deve essere connesso alla RTN di Terna cui conferire tutta l'energia prodotta. Per far sì che ciò avvenga è necessario innanzitutto elevare la tensione, partendo dal livello di distribuzione interna al parco che è pari a 30 kV fino ad arrivare ai 36 kV indicati in STMG. Come precedentemente indicato ciò avverrà all'interno di una Sottostazione Elettrica di Utenza (SEU) 30/36 kV interna all'area di impianto.

La SEU ospiterà in particolare:

- Locale utente – Composto principalmente da:
 - o Locale quadri 30 e 36 kV;
 - o Locale BT e SCADA.
- Trasformatore 30/36 kV atto proprio all'innalzamento della tensione da 30 kV (in uscita dalle Transformation Units) a 36 kV (utile ai fini della connessione alla RTN).

I valori indicati per il trasformatore 30/36 kV devono essere considerati come indicativi. Si rimanda ad una fase successiva di ingegneria per la scelta del trasformatore più opportuno anche in funzione degli equipment disponibili alla data di realizzazione dell'opera. Si ipotizza tuttavia che verrà utilizzato un trasformatore 30/36 kV da 20 MVA con raffreddamento ONAN e gruppo YNd11.

6.6. Cabinati Elettrici

All'interno dell'area di impianto saranno presenti Transformation Unit al cui interno saranno posizionati i trasformatori con i relativi quadri elettrici.

I quadri elettrici utilizzati in ogni cabina saranno di dimensioni adeguate e dovranno essere certificati e marchiati dal costruttore secondo le norme CEI 17-11, dove applicabili, e sarà costituito da un contenitore da parete grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completa di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

6.7. Interfaccia di Rete

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con la relativa protezione generale (SPG) e protezione di interfaccia (SPI), come da norma CEI 0-16.

La protezione generale ha come obiettivo il distacco dell'impianto di produzione dalla rete del Distributore, in modo selettivo con le protezioni installate sulla rete del Distributore stesso, nell'eventualità di guasti interni all'impianto utente (CEI 0-16).

In tal senso, l'azionamento del sistema di protezione generale avverrà nel momento in cui i parametri di tensione e corrente rilevati dai dispositivi elencati di seguito dovessero risultare al di fuori dei range imposti dal distributore di rete:

- Relè di Massima corrente (ad azione istantanea);
- Relè di Massima corrente (ad azione ritardata);
- Relè di Massima corrente omopolare;

- Relè di direzionale di terra.

Similmente, la protezione di interfaccia nasce con l'intento di evitare, per motivi di sicurezza, che l'impianto fotovoltaico possa funzionare in isola così come previsto dalle citate guide e norme a riguardo (CEI 11-20, CEI 0-16).

Inoltre, l'impianto FV verrà disconnesso dalla rete elettrica di distribuzione quando i valori di funzionamento dei parametri relativi a tensione e frequenza di rete, rilevati dai dispositivi definiti di seguito, dovessero uscire dall'intervallo di valori indicati dal distributore di rete:

- Relè di Minima tensione;
- Relè di Massima tensione;
- Relè di Minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima tensione omopolare.

Si fa presente che le tarature che verranno implementate in entrambi i sistemi terranno conto della tabella di taratura fornita dal Distributore.

6.8. Contatore Energia Prodotta

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite due contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle due cabine generali di connessione alla rete.

Il contatore in oggetto sarà di tipo trifase, corredato dei trasformatori amperometrici (TA) con idoneo rapporto di trasformazione per la misura; sia il contatore che i tre TA saranno corredati di morsetti sigillabile.

I singoli componenti e l'intero sistema di misura saranno forniti di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

MT860

Powerful metering system for most demanding applications

Accurate, reliable and robust electricity meter that meets the needs of power generation companies, transmission networks, sub-stations and grid-connected commercial and industrial consumers. This device is available in rack mount or wall mount housing and was built to deliver maximum performance in most demanding environments where there is no room for error.

Features:

- Enhanced power quality measurement functions
- "No power reading" option via optical port
- Enhanced TOU structure
- Anti-tampering features
- Voltage cut, sag and swell detection
- Photovoltaic friendly design
- Enhanced TOU structure
- Recyclable casing material



6.9. Cavi Elettrici

I cavi elettrici per il trasporto dell'energia elettrica saranno dimensionati secondo le normative vigenti e dovranno rispettare i limiti di caduta di tensione dettati nella seguente tabella:

CADUTE DI TENSIONE AMMISSIBILI	
Lato corrente alternata	
Tratto tra punto di consegna/misura e quadro MT ultima cabina	4 %
Tratto tra trasformatore MT/bt e quadro di parallelo AC (dello String Inverter)	0,10 %
Tratto tra pannello di parallelo AC e output String Inverter	3 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato AC	7,10 %
Lato corrente continua	
Tratto tra stringa e string inverter	1,25 %
Totale Caduta di tensione ammessa lato DC	1,25 %

6.10. Protezione contro le Sovracorrenti

6.10.1. Sovraccarichi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \text{ (a)}$$

$$I_f \leq 1,45 I_z \text{ (b)}$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- Condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- Conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi secondo le tabelle CEI - UNEL e IEC.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b,$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20 ° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installato sullo stesso livello;
- K_3 = Fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore utilizzato come riferimento, pari a 0,8 m;
- K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato;

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23-3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1,45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A.

Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17-5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti. I dati relativi alla protezione delle linee contro le sovracorrenti sono indicati negli schemi elettrici dei quadri e nella relazione di calcolo.

6.10.2. Corto Circuito

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.

La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

6.10.3. Protezione contro contatti indiretti

La protezione delle persone contro i contatti indiretti è realizzata in conformità alla norma 64-8/4 par. 413.1 mediante il coordinamento fra i dispositivi di interruzione automatica di tipo differenziale e l'impianto di terra.

La tensione di contatto limite UL è pari a 50 V.

L'impianto di messa a terra è di tipo IT Secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica del circuito nel caso di un singolo guasto a terra purché sia verificata la condizione:

$$R_t \leq 50/I_d \text{ (CEI 64 8/4)}$$

Andrà previsto un dispositivo di controllo dell'isolamento per segnalare la presenza della condizione anomala una volta manifestatosi un guasto. Tale dispositivo di controllo dell'isolamento controlla con continuità l'isolamento di un impianto elettrico segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto per permettere di trovare la causa di questa riduzione prima che si produca un secondo guasto, evitando così l'interruzione dell'alimentazione.

Per quanto invece riguarda la parte relativa alla media tensione MT, tale protezione è realizzata in conformità alla norma CEI 99-3 che prende in considerazione gli effetti e le precauzioni da assumere contro eventuali guasti dei componenti in MT. In funzione della corrente di guasto dell'impianto e del tempo di intervento delle protezioni, viene determinata la tensione di contatto ammissibile U_{TP} . Quest'ultima deve essere inferiore alla tensione di terra, data dalla seguente relazione:

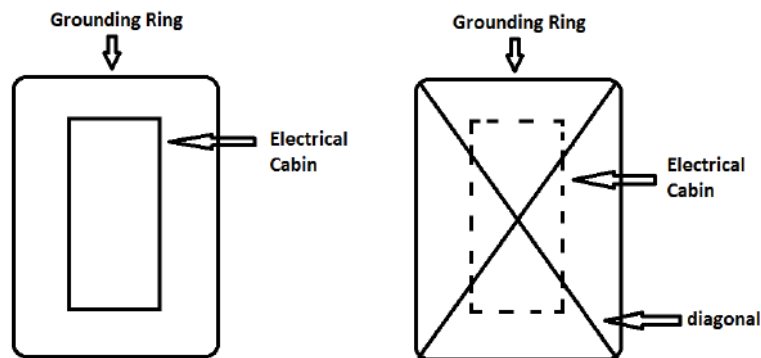
$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

La resistenza dell'impianto di terra deve garantire il soddisfacimento di questa condizione, ovvero:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_E}$$

L'impianto di terra della cabina che presenta il valore di resistenza su menzionato comprende i seguenti elementi, meglio esplicitati in figura:

- 1 conduttore ad anello in rame intrecciato posizionato lungo il perimetro dell'edificio;
- 2 conduttori in rame intrecciato che collegano diagonalmente i vertici dell'anello di terra;
- 4 picchetti in acciaio galvanizzato in corrispondenza dei vertici dell'anello di terra;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra in cabina;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra di ogni stanza della cabina;



6.10.4. Sistema di supervisione e controllo

L'impianto sarà dotato di un unico sistema di supervisione e controllo responsabile della supervisione, del controllo e dell'acquisizione dei dati provenienti dalle macchine e/o controllori presenti nel parco fotovoltaico (PPC, inverter) oltre che di tutte le apparecchiature di cui sarà composto il sistema elettrico.

Inoltre, come previsto da normativa CEI 0-16, ciascun impianto del Impianto sarà dotato di un Controllore Centrale di Impianto (CCI), un apparato i cui compiti principali sono: svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto, con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete; coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di accumulo; consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso).

Si prevede inoltre la predisposizione di un sistema SCADA, all'interno del locale utente, volto alla supervisione, controllo e acquisizione dati.

6.11. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Si prevede di installare delle strutture tracker monoassiali ospitanti ognuna una singola fila di moduli in configurazione Portrait. Un tracker fotovoltaico, o inseguitore, è un sistema di regolazione automatica dell'orientamento dei pannelli solari, che consente di massimizzare la produzione di energia elettrica da un impianto fotovoltaico.

Grazie a questo sistema, i pannelli possono seguire il movimento del sole lungo il cielo e regolare l'angolo di inclinazione in modo da sfruttare al meglio la luce solare disponibile. Questa tecnologia permette di aumentare la produttività dell'impianto, valorizzare l'investimento ed aumentare la produttività dell'impianto del 20-25% rispetto ai pannelli montati su strutture fisse.

I tracker fotovoltaici funzionano grazie a sensori che rilevano la posizione del sole nel cielo e attivano i motori per orientare i pannelli solari.

Le strutture di supporto saranno:

- Struttura tracker 1x12: 12 moduli disposti su un'unica fila in configurazione Portrait;
- Struttura tracker 1x24: 24 moduli disposti su un'unica fila in configurazione Portrait;
- Struttura tracker 1x48: 48 moduli disposti su un'unica fila in configurazione Portrait;

Di seguito un riepilogo della configurazione prevista:

CARATTERISTICHE TRACKER 1x48

Disposizione moduli PV: 1x48 Portrait

Lunghezza tracker (NS): 56,252 m

Larghezza tracker (EW): 2,382 m

Interasse strutture (EW): 4,80 m

Spazio tra le strutture (NS): 0,35 m

CARATTERISTICHE TRACKER 1x12

Disposizione moduli PV: 1x12 Portrait

Lunghezza tracker (NS): 14,708 m

Larghezza tracker (EW): 2,382 m

Interasse strutture (EW): 4,80 m

Spazio tra le strutture (NS): 0,35 m

CARATTERISTICHE TRACKER 1x24

Disposizione moduli PV: 1x24 Portrait

Lunghezza tracker (NS): 28,556 m

Larghezza tracker (EW): 2,382 m

Interasse strutture (EW): 4,80 m

Spazio tra le strutture (NS): 0,35 m

La struttura sarà caratterizzata dai seguenti elementi:

1) Telaio Principale, composto da:

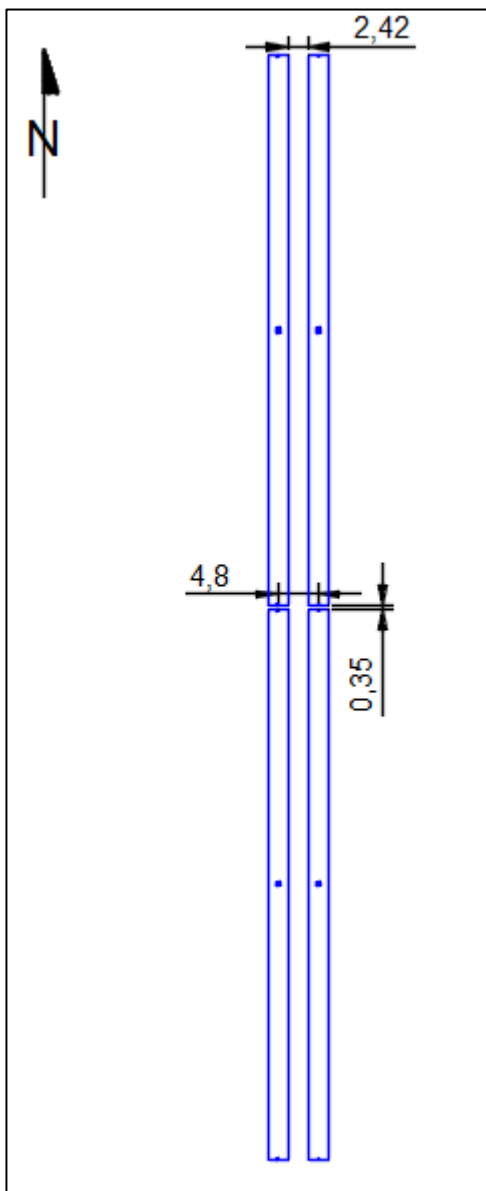
- a. Montante – sezione IPE 240;
- b. Trave principale – sezione 150x150x5;

2) Travi secondarie porta pannelli – sezione 80x40x5.

Le dimensioni indicate saranno validate in una fase successiva del progetto in base ai parametri geotecnici del terreno. La scelta della tipologia di fondazione, sia essa palo infisso o palo in cemento armato, sarà

valutata a valle delle prove da realizzarsi in fase esecutiva; le dimensioni della tipologia di fondazione scelta saranno validate in una fase successiva del progetto in base ai parametri geotecnici del terreno rilevati dalle indagini. A seguito di approfondimenti tecnici in fase di progettazione esecutiva, le sezioni dei profili così come la geometria potranno subire variazioni.

Secondo quanto indicato le strutture saranno disposte ad una distanza asse-asse (pitch) di 4,8 m e saranno distanziate in direzione N-S di 0,35 m:



7. DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

7.1. Fase di Cantiere

Con riferimento all'elaborato progettuale "*FAB.ENG.REL.014.00_Cronoprogramma degli interventi*", per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto in oggetto, sono previste tempistiche di circa 240 giorni (circa 8 mesi).

Per la realizzazione dell'impianto si prevedono le seguenti fasi di lavoro:

7.1.1. Accantieramento

L'accantieramento prevede la realizzazione di varie strutture logistiche temporanee, in relazione alla presenza di personale, mezzi e materiali.

La cautela nella scelta delle aree da asservire alle strutture logistiche mira ad evitare di asservire stabilmente o manomettere aree non altrimenti comunque già trasformate o da trasformare in relazione alla funzionalità dell'impianto che si va a realizzare.

Nell'allestimento e nella gestione dell'impianto di cantiere saranno rispettate le norme in vigore all'atto dell'apertura dello stesso, in ordine alla sicurezza (ai sensi del D.lgs. 81/08 e s.m.i.), agli inquinamenti di ogni specie, acustico ed ambientale.

7.1.2. Preparazione dei suoli

Per la preparazione del suolo si prevede il taglio raso terra di vegetazione erbacea e arbustiva con triturazione senza asportazione dei residui, seguito da lievi livellamenti e regolarizzazione del sito.

I materiali provenienti da scavi in terra eventualmente non oggetto di semplice movimentazione in situ, ed ove non siano riutilizzabili perché ritenuti non adatti per il rinterro, saranno gestiti come rifiuto e avviati presso impianti di smaltimento autorizzati, previa caratterizzazione, nel rispetto delle normative vigenti.

7.1.3. Consolidamento di piste di servizio

Analogamente, le superfici interessate dalla realizzazione della viabilità di servizio e di accesso saranno regolarizzate ed adattate mediante costipazione e debole rialzo con materiali compatti di analoga o superiore permeabilità rispetto al sottofondo in ragione della zona di intervento, al fine di impedire ristagni d'acque entro i tracciati e rendere agevole il transito ai mezzi di cantiere, alle macchine operatrici e di trasporto del personale dedicato a controllo e manutenzione in esercizio.

L'area oggetto d'intervento presenta un'orografia con pendenze minime, pertanto, non si prevede di effettuare regolarizzazioni delle pendenze e della conformazione dei tracciati carrabili e pedonali, garantendo quindi il rispetto ed il mantenimento delle attuali direttrici di scorrimento superficiale in atto per le acque meteoriche.

Si provvederà contestualmente alla realizzazione delle recinzioni, degli impianti di videosorveglianza e degli impianti di illuminazione, ove necessario.

Si segnala che le pendenze più importanti si riscontrano in corrispondenza dell'accesso dalla SP46. In tale tratto, comunque, le pendenze non superano il 5% quindi non si ritengono problematiche ai fini del transito

di mezzi di soccorso e/o di cantiere:



Figura 22 – Profilo di elevazione accesso area



Figura 23 – Foto scattata in sito su strada di accesso

7.1.4. Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna

Al fine di accedere all'area di impianto è previsto il riutilizzo e l'adattamento della viabilità esistente ed in particolare della SP46. Come indicato al paragrafo precedente, si prevede inoltre l'adeguamento dell'accesso esistente che permette di raggiungere l'area di impianto dalla SP46 attraverso la rimozione di eventuali alberature, l'allargamento della piazzola di accesso e la stabilizzazione della scarpata. Attualmente la strada che consente l'accesso dalla Provinciale risulta essere larga circa 4 m e 5 m in corrispondenza dalla SP46.

La viabilità interna all'area di impianto presenterà una larghezza minima di 3,5 m e sarà in rilevato di 10 cm rispetto al piano campagna, come previsto dalle Specifiche Tecniche della Committente.

7.1.5. Opere di regimazione idraulica superficiale

Nell'ambito del presente progetto è stato eseguito uno studio idrologico ed idraulico e uno studio di invarianza idraulica (cfr. "FAB.ENG.REL.010_Relazione idrologica - idraulica" e "FAB.ENG.REL.031_Studio di invarianza idraulica" a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti) mirati alla definizione dei livelli idrici a differente tempo di ritorno e alla modellazione in moto vario bidimensionale per n.3 canali consortili (CCABM, Risaia e Ca' de Frati) che si sviluppano lungo il perimetro del sito oggetto di intervento



Figura 24 - Sovrapposizione su ortofoto dell'area di impianto (in rosso) e dei canali del Consorzio di Bonifica dell'Emilia Centrale (in blu). (Fonte: Consorzio di Bonifica dell'Emilia Centrale – Piano di classifica Tavola 1.1.6 – Comprensorio irriguo 1:60.000)

Dalle modellazioni in moto vario bidimensionale è emerso che i deflussi con tempo di ritorno 50, 200 e 500 anni **interferiscono parzialmente con le aree di impianto**, con tiranti inferiori a 35cm per T=200 anni. Inoltre, i cabinati verranno innalzati rispetto alla quota campagna garantendo anche un franco idraulico di almeno 50 cm per tutti i tempi di ritorno.

Pertanto, le opere non aumentano il pericolo/rischio idraulico esistente poiché non incrementano i tiranti.

Infine, secondo quanto richiesto Consorzio di Bonifica Emilia Centrale, sono state applicate le misure compensative atte a rispettare i principi di invarianza idraulica; le misure compensative includono la predisposizione di volumi di invaso di 6900 mc in 3000mq di superficie per la laminazione delle piene, garantendo che le opere proposte non aumentino il livello di pericolosità idraulica esistente né pregiudichino la possibilità di una futura riduzione di tale livello. Per l'area di intervento specifica, è stato necessario calcolare un coefficiente di deflusso medio ponderato e il volume di invaso necessario per garantire l'invarianza idraulica, determinato applicando la metodologia delle piogge per T=50 anni.

Per garantire l'invarianza idraulica, è stata proposta la realizzazione di una vasca di laminazione di altezza $h=2.25\text{m}$ e 3000mq di superficie con recapito all'interno del canale Ca' de Frati di una portata pari a 375 l/s determinata con la normativa vigente. Inoltre, il recapito verrà tarato tramite un manufatto scatolare di dimensioni interne pari a $B=2.00\text{m} \times h1.50\text{m}$, bocca tarata, setto sfiorante e tubazione di scarico D500 (o n.2 tubazioni D350) che scaricheranno la portata massima scaricabile.

Pertanto, le opere di trasformazione risultano essere idraulicamente compatibili con il contesto territoriale in cui ricadono e le misure compensative soddisfano il principio di invarianza idraulica secondo le normative locali.

7.1.6. Esecuzione di opere di contenimento e di sostegno dei terreni

Considerata la natura prevalentemente pianeggiante, non sono previste opere di consolidamento di aree in pendio. L'unica eccezione riguarda la stabilità della scarpata a valle della strada di accesso dalla SP46 che dovrà essere garantita attraverso eventuali opere di messa in sicurezza da valutare in una fase successiva di ingegneria.



Figura 25 – Foto scattata in sito su strada di accesso da adeguare

7.1.7. Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza

A protezione dell'impianto fotovoltaico verrà realizzata una recinzione perimetrale e ove necessario, dei cancelli di accesso, in accordo alle specifiche tecniche della Committente.

La recinzione avrà un'altezza di 2,5 m dal suolo (analogamente al cancello di accesso alle aree di impianto) e sarà costituita da una maglia metallica ancorata a pali in acciaio zincato installato al massimo ogni 3,5 m e infisso nella fondazione in calcestruzzo per un minimo di 30 cm, questi ultimi sorretti da fondamenta di dimensioni minime 300x300x400mm per i pali e 400x400x500mm per i controventi/rinforzi. Il calcestruzzo sarà almeno di classe C16/20 [secondo EN 1992]. Si prevede la realizzazione di una seconda tipologia di recinzione relativamente alla SEU. Per quest'ultima la recinzione verrà realizzata su di un muretto in CLS avente un'altezza di 1 m.

Il sistema di illuminazione sarà limitato all'area di gestione dell'impianto. Il livello di illuminazione verrà contenuto al minimo indispensabile, mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.

Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni. A tal proposito si procederà con l'installazione di appositi "piatti" direttamente sui corpi illuminanti, in modo da

convogliare quanto più possibile verso il basso il flusso luminoso e munire gli stessi di appropriati sottofondi per ridurre il riverbero luminoso.

Verrà installato un sistema di videosorveglianza a circuito chiuso per un monitoraggio continuativo, per garantire la sicurezza e l'operatività dell'impianto. Tale sistema sarà limitato all'area di gestione dell'impianto.

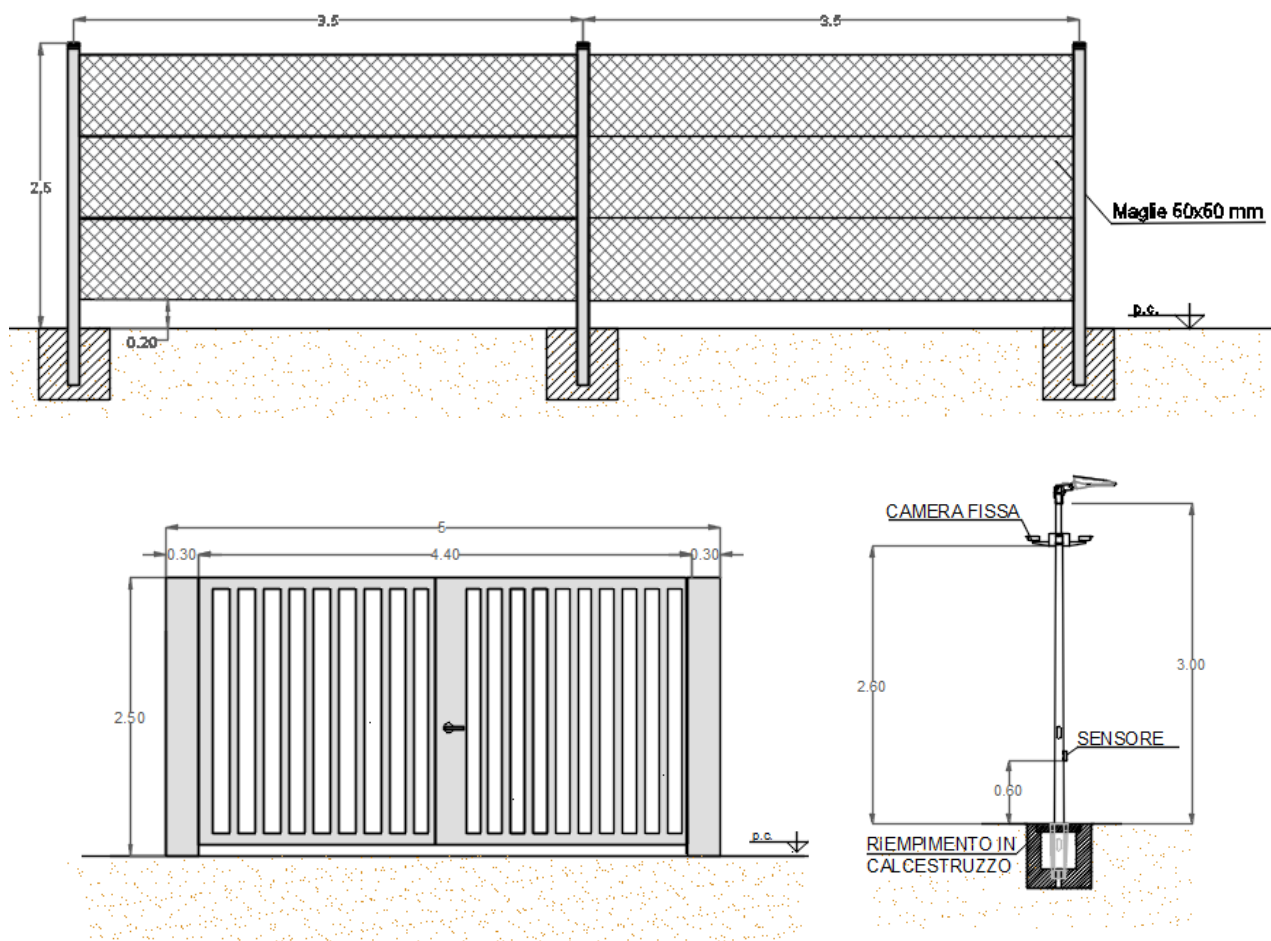


Figura 26 – Tipologici della recinzione, cancello e impianto di illuminazione e video sorveglianza previsti per l'area di impianto.

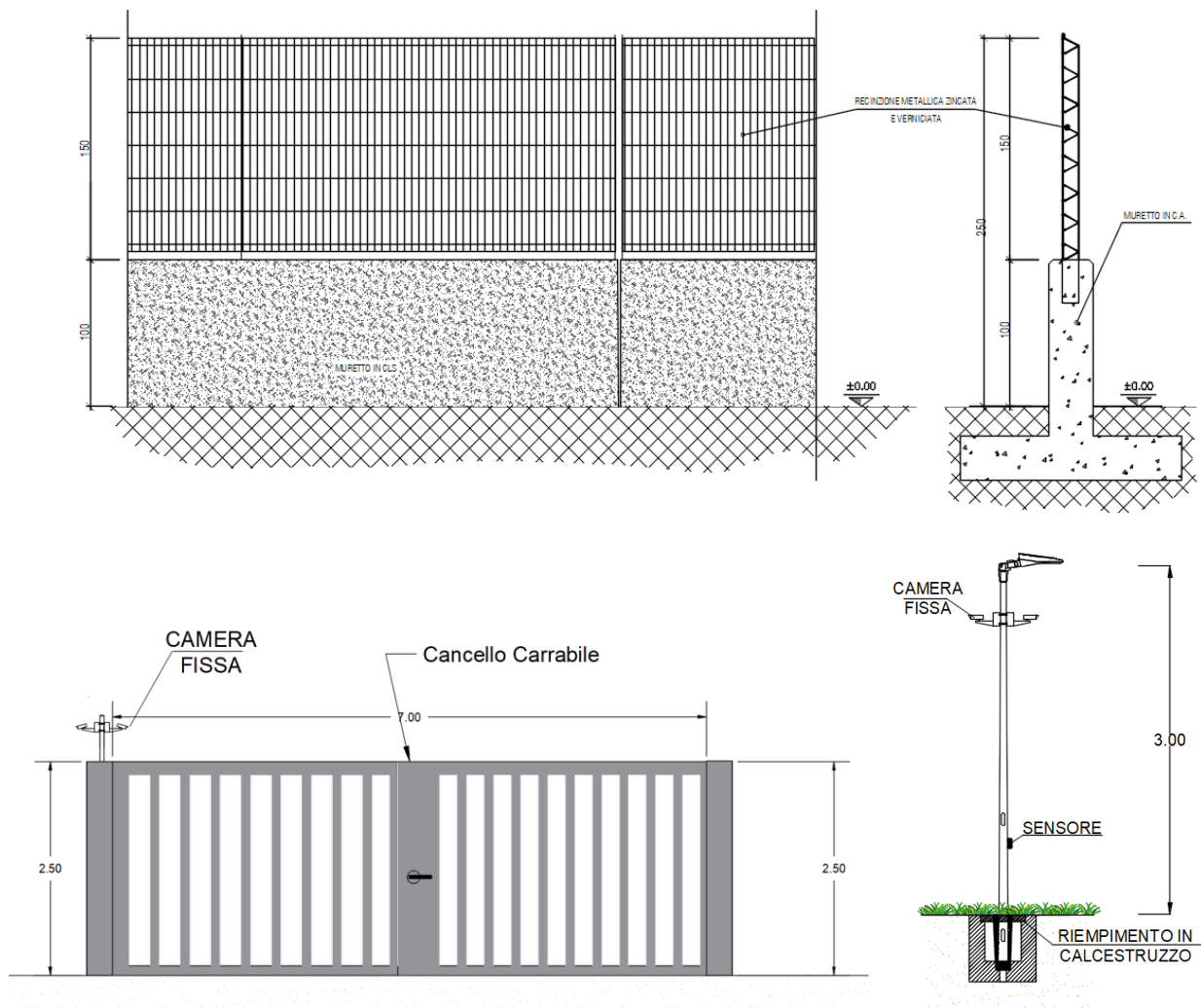


Figura 27 – Tipologici della recinzione, cancello e impianto di illuminazione e video sorveglianza previsti per l'area SEU.

7.1.8. Interventi di mitigazione a verde

Per rendere l'impianto fotovoltaico il più possibile invisibile all'osservatore esterno, sono previste opere di mitigazione a verde costituite da una fascia di mitigazione caratterizzata da alberature lungo i lati perimetrali dell'impianto. Tale fascia avrà una larghezza di 5 m. Si specifica che:

- Si provvederà alla messa a dimora di essenze erbacee, privilegiando la piantumazione di essenze autoctone con ecotipi locali;
- Tutte le specie da utilizzare saranno scelte in coerenza con il contesto vegetazionale e le condizioni ecologiche del sito, evitando l'impianto monospecifico e garantendo la massima diversità;
- Il rifornimento del materiale vegetale avverrà preferibilmente presso vivai forestali autorizzati dalla Regione.

Per maggiori dettagli, si rimanda all'elaborato "FAB.ENG.TAV.020.00_Opere di mitigazione".

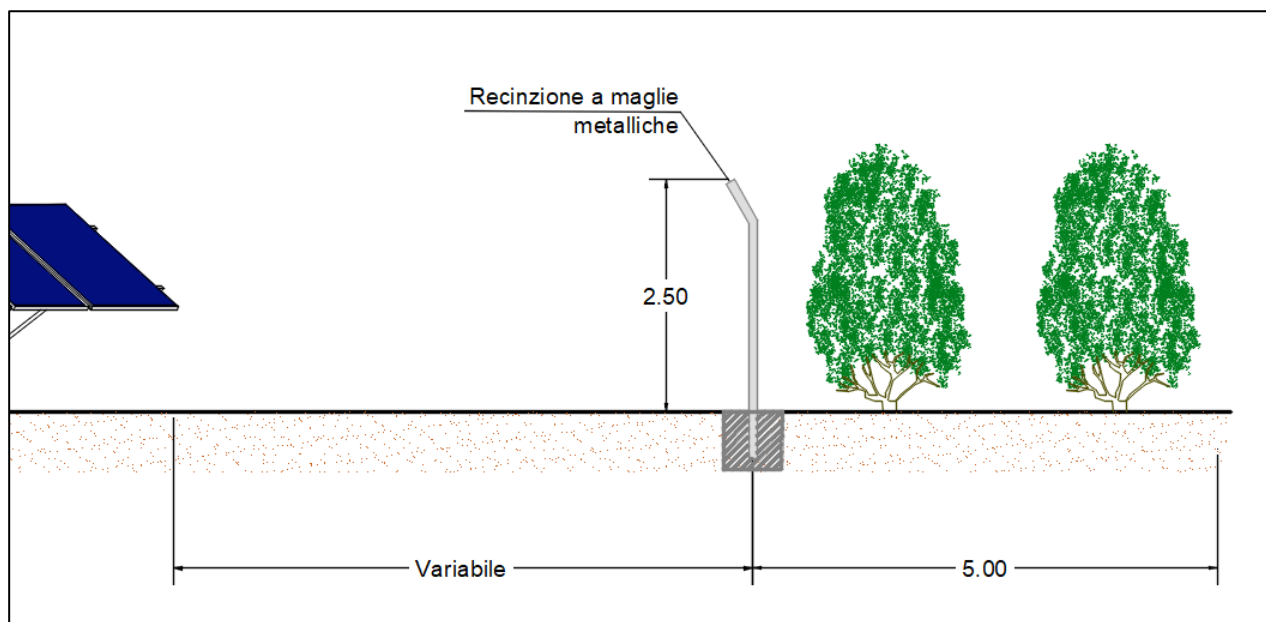


Figura 28 - Schematizzazione delle opere di mitigazione a verde

7.1.9. Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi

Le opere meccaniche per il montaggio delle strutture di supporto e su di esse dei moduli fotovoltaici non richiedono attrezzature particolari. Le strutture per il sostegno dei moduli fotovoltaici sono costituite da elementi metallici modulari, uniti tra loro a mezzo bulloneria in acciaio inox (cfr. "FAB.ENG.TAV.016.00_Disegni delle strutture di sostegno e delle opere di fondazione").

Il loro montaggio si determina attraverso:

- Fissaggio della struttura al terreno, mediante palo infisso o palo trivellato;
- Montaggio Testa;
- Montaggio Trave primaria;
- Montaggio Oditura secondaria;
- Montaggio pannelli fotovoltaici bifacciali;
- Verifica e prove su struttura montata.

7.1.10. Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico

Al fine di chiarire gli interventi finalizzati alla posa in opera dell'impianto fotovoltaico in oggetto, si riporta di seguito una descrizione sintetica delle principali parti costituenti un impianto di questa tipologia.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass. Le stringhe fotovoltaiche faranno capo ad uno string inverter.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo impianto, sarà costituito da n. 25.464 moduli fotovoltaici di tipo bifacciale aventi, singolarmente, potenza pari a 660 W_p.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

7.1.11. Realizzazione / posizionamento opere civili

È previsto il posizionamento di:

- n. 3 prefabbricati per l'alloggio dei quadri elettrici dei QGBT/MT, dei trasformatori MT/BT di tipo prefabbricato, di dimensioni 6,218 x 3,154 x 2,996 m;

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato. I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su cordoli in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori MT/bt e i quadri di parallelo in corrente alternata. Saranno inoltre dotate di vasca per la raccolta dell'olio contenuto all'interno dei trasformatori MT/bt.

L'ulteriore cabinato elettrico previsto (locale utente all'interno della SEU) sarà di tipo prefabbricato, posizionati su getto di magrone in CLS gettato in opera e ad esse ancorato, avrà una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e servirà ad alloggiare:

- Locale quadri 30 e 36 kV;
- Locale BT e SCADA.

La profondità di scavo dal piano campagna per i cordoli di fondazione delle Transformation Unit è pari a 0,3 m, inoltre, viene previsto uno scavo della profondità di 0,95 m relativo all'installazione dell'oil trail. In merito

al locale utente si prevedono opere di fondazioni costituite da una platea di 50 cm ancorata ad un magrone di 10 cm. Per maggiori dettagli si rimanda ai tipologici allegati al presente pacchetto progettuale.

7.1.12. Realizzazione della Step-Up

All'interno dell'area di impianto è prevista la realizzazione di una Step-Up Station necessaria per l'innalzamento della tensione interna di 30 kV ai 36 kV richiesti e la connessione alla RTN. Dunque, le linee in cavo provenienti dall'impianto fotovoltaico si attesteranno alle sbarre di un quadro MT, a sua volta collegato ad un trasformatore MT/AT all'interno dell'area di trasformazione. Successivamente il cavidotto a 36 kV, in uscita dalla Step-Up Station, si collegherà sulla sezione 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN. L'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà trasportata da un cavidotto MT interrato fino alla Step-Up Station, dove la tensione verrà innalzata da 30 kV a 36 kV.

La stazione di trasformazione MT/AT sarà composta da un montante di trasformazione costituito principalmente da:

- un trasformatore 30/36 kV;
- una terna di scaricatori AT;
- i terminali AT per la discesa in cavo verso la SE della RTN.

Il trasformatore 30/36 kV provvederà ad elevare il livello di tensione della rete dell'impianto fotovoltaico (30 kV) al livello di tensione, lato secondario, della Stazione Elettrica RTN (36 kV). A tal fine verrà utilizzato un trasformatore 30/36 kV da 20 MVA, raffreddamento ONAN e gruppo YNd11.

All'interno dell'area recintata della Step-Up Station sarà ubicato un fabbricato suddiviso in vari locali che, a seconda del diverso utilizzo, ospiteranno i quadri AT, i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, sistema SCADA, il magazzino, i servizi igienici, servizi ausiliari di sottostazione ecc.

La misura dell'energia avverrà:

- sul lato AT (36 kV) in sottostazione di trasformazione (con apparecchiature ridondanti);
- nel quadro MT in sottostazione;
- eventualmente sul lato BT in corrispondenza dei servizi ausiliari in sottostazione.

7.1.13. Realizzazione dei cavidotti interrati

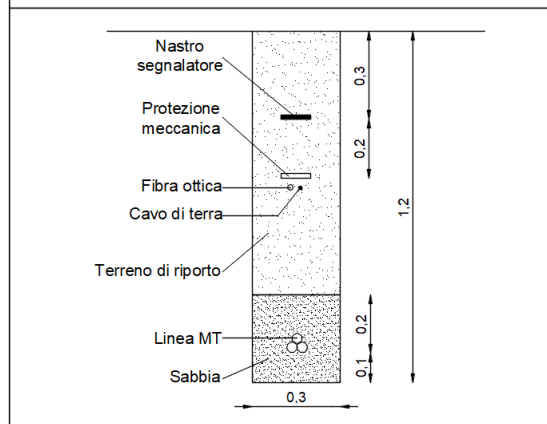
I cavi di bassa tensione per collegamento tra gli string inverter e le transformation unit verranno posate in trincee profonde 0,8 m, con larghezza variabile 0,28 m o 0,55 m, a seconda che al loro interno vengano rispettivamente alloggiate una terna o due terne di cavidotti in contemporanea. Il tracciato dei cavidotti in bassa tensione verrà dettagliato in fase esecutiva.

I cavidotti per il trasporto dell'energia tra le Transformation Cabin, il BESS e i relativi quadri MT ubicati presso la Step-Up Station saranno del tipo ARE4H5EX con sezione variabile tra 120, 240 e 400 mmq (cfr. elaborato "FAB.ENG.TAV.017_Schema elettrico unifilare - Impianto FV").

Per la posa delle linee elettriche necessarie è prevista la seguente tipologia di trincea:

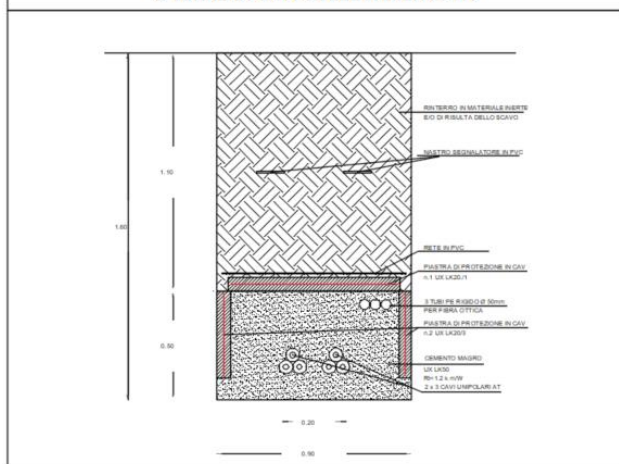
- Una terna interrata: trincea larga 0,30 m e profonda 1,20 m;

A-A - CAVIDOTTO MT INTERRATO - 1 TERNA DI CAVI MT

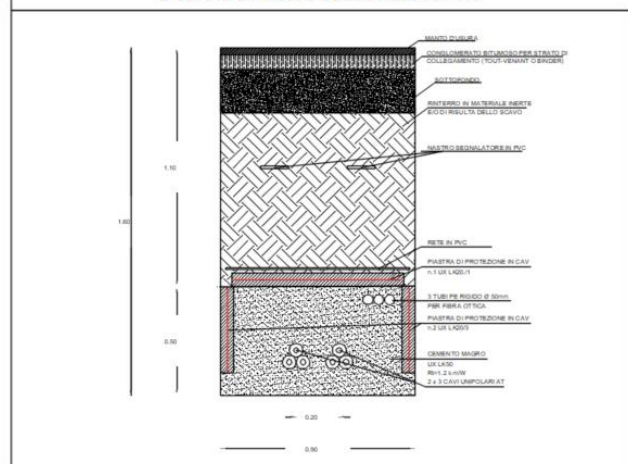


Per la connessione è previsto l'impiego di una linea in cavo interrato a 36 kV della tipologia RG7H1R 26/45 kV con sezione di 630 mmq, costituita da due terne di cavi in parallelo (cfr. elaborato "FAB.ENG.TAV.029_Schema elettrico unifilare - Opere di Rete").

SEZ. A-A - CAVIDOTTO 36 kV SU TERRENO - 2 TERNE DI CAVI COLLEGAMENTO AT



SEZ. B-B - CAVIDOTTO 36 kV SU ASFALTO - 2 TERNE DI CAVI COLLEGAMENTO AT



7.1.14. Impianto antincendio

Nell'ambito del progetto in esame, l'utilizzo da parte del Proponente di trasformatori BT/MT e 30/36 kV ad olio comporta l'assoggettabilità dell'attività alle visite ed ai controlli di prevenzione incendi da parte del competente Comando provinciale dei Vigili del Fuoco, ai sensi dell'Allegato I del DPR 151/2011 e del DM 07 agosto 2012.

I trasformatori dell'impianto di nuova installazione sono, infatti, ricompresi nell'attività 48.1.B "Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili superiori ad 1 mc – Macchine elettriche" ai sensi dell'Allegato I del DPR 151/2011.

Pertanto, è stata effettuata una valutazione del rischio incendio e delle misure di prevenzione da prendere in atto. Tali aspetti sono stati descritti nell'elaborato "FAB.ENG.REL.029.00_Relazione tecnica vigili del fuoco", a cui si rimanda per i dovuti approfondimenti.

7.1.15. Dismissione del cantiere e ripristini ambientali

Le aree di cantiere verranno dismesse ripristinando, per quanto possibile, lo stato originario dei luoghi. Si provvederà quindi alla rimozione dell'impianto di cantiere e di tutte le opere provvisorie (quali ad esempio protezioni, ponteggi, slarghi, adattamenti, piste, puntellature, opere di sostegno, etc.).

7.1.16. Verifiche collaudi e messa in esercizio

Parallelamente all'avvio dello smontaggio della logistica di cantiere vengono eseguiti collaudi statici, collaudi elettrici e prove di funzionalità, avviando l'impianto verso la sua gestione a regime.

7.2. Fase di Esercizio

7.2.1. Manutenzione dell'impianto

Il personale sarà impegnato nella manutenzione degli elementi costitutivi l'impianto. In particolare, si occuperà di:

- Mantenimento della piena operatività dei percorsi carrabili e pedonali, ad uso manutentivo ed ispettivo;
- Sorveglianza e manutenzione delle recinzioni e degli apparati per il telecontrollo di presenze e intrusioni nel sito;

Quest'ultima azione in particolare consisterà nella corretta gestione delle eventuali aree verdi (sfalci ecc.), anche provvedendo con l'intervento di attività di pascolo ovino, o con continui e meticolosi diserbi manuali di seguito ai periodi vegetativi, in specie primaverili ed autunnali.

7.3. Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale

Non è dato ad oggi prevedere se il disuso a fine esercizio dell'impianto che oggi si va a implementare sarà dato dall'esigenza di miglioramento tecnologico, di incremento prestazionale o da una eventuale obsolescenza dell'esigenza d'impiego dell'area quale sito di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque da impianti al suolo delle tipologie di cui all'attuale tenore tecnologico. I pannelli fotovoltaici e le cabine elettriche sono facilmente rimovibili senza alcun ulteriore intervento strutturale, o di modifica dello stato dei luoghi, grazie anche all'utilizzazione della viabilità preesistente. A tale fine è necessario e sufficiente che i materiali essenziali per i montaggi, in fase di realizzazione dell'impianto, siano scelti per qualità, tali da non determinare difficoltà allo smontaggio dopo il cospicuo numero di anni di atteso rendimento dell'impianto (almeno 25-30 anni).

Si possono ipotizzare operazioni atte a liberare il sito dalle sovrastrutture che oggi si progetta di installare sull'area, eliminando ogni materiale che in caso di abbandono, incuria e deterioramento possa determinare una qualunque forma di inquinamento o peggioramento delle condizioni del suolo, o di ritardo dello spontaneo processo di rinaturalizzazione che lo investirebbe. Anche le linee elettriche, tutte previste interrate, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

La Committenza si impegna alla dismissione dell'impianto, allo smaltimento del materiale di risulta dell'impianto e al ripristino dello stato dei luoghi nel rispetto della vocazione propria del territorio.

La produzione di rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verrà smaltita attraverso ditte debitamente

autorizzate nel rispetto della normativa vigente al momento della dismissione. Per maggiori dettagli sulle fasi operative relative alla dismissione dell'impianto e ai ripristini ambientali sono contenuti nell'elaborato "FAB.ENG.REL.006.00_Piano di dismissione dell'impianto e ripristino dello stato dei luoghi".

8. VERIFICHE FINALI

A fine lavori l'impresa dovrà effettuare tutte le misure previste dalle Norme CEI e dalle Specifiche tecniche della Committente, i cui risultati andranno annotati su apposito verbale di verifica che dovrà essere allegato alla "Dichiarazione di Conformità".

L'elenco delle verifiche e delle misure riportate a seguire è puramente indicativo e non esaustivo.

8.1. Esame a vista

- Rispondenza dell'impianto agli schemi ed elaborati tecnici;
- Controllo preliminare dei sistemi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti; Controllo dell'idoneità dei componenti e delle modalità d'installazione allo specifico impiego;
- Controllo delle caratteristiche d'installazione delle condutture: tracciati delle condutture, sfilabilità dei cavi, calibratura interna dei tubi, grado di isolamento dei cavi, separazione delle condutture appartenenti a sistemi diversi o a circuiti di sicurezza, sezioni minime dei conduttori, corretto uso dei colori di identificazione, verifica dei dispositivi di sezionamento e comando.

8.2. Misure e prove

- Misura della resistenza di isolamento;
- Prova della continuità dei circuiti di protezione ed equipotenziali; Misura della resistenza di terra;
- Prova dell'efficienza dei dispositivi differenziali; Prove di intervento dei dispositivi di sicurezza.

9. DOCUMENTAZIONE

Successivamente alla realizzazione del sistema fotovoltaico, dovranno essere rilasciati i seguenti documenti, elencati a titolo puramente indicativo e non esaustivo:

- Manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- "Progetto Esecutivo – As Built" del sistema fotovoltaico corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- Dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- Dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a ed al DM 37/08;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.

Il Progettista

Luca Spaccino

