



GENNAIO 2025

GREEN FROGS PARMA SRL

IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO

“PARMA”

COMUNI DI MONTECHIARUGOLO E
TRAVERSETOLO (PR)

Montana

PROVVEDIMENTO AUTORIZZATORIO UNICO
REGIONALE - art. da 15 a 21 della L.R. 4/2018

ELABORATO R13

**RELAZIONE TECNICA OPERE
ELETTRICHE**

Progettista

Corrado Pluchino / Ord. Ing. Milano A27174

Coordinamento

Sara Zucca

Codice elaborato

3162_6252_PA_PAUR_R13_Rev0_Relazione tecnica opere



elettriche

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano

Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com



Memorandum delle revisioni

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
3162_6252_PA_PAUR_R13_Rev0_Relazione tecnica opere elettriche	01/2025	Prima emissione	M.Dessi	S.Zucca	C.Pluchino

Gruppo di lavoro per l'elaborato

Nome e cognome	Ruolo/Temi trattati	Ordine professionale
Corrado Pluchino	Responsabile Tecnico Operativo	Ordine Ing. Milano A27174
Sara Zucca	Coordinamento G.d.L.	
Andrea Mastio	Ingegnere Ambientale	
Michele Dessì	Ingegnere elettrico	Ordine degli Ing. Prov. CA n. 9040 – Sez. A
Andrea Delussu	Ingegnere elettrico	
Matthew Piscedda	Esperto in discipline elettriche	

INDICE

1. PREMESSA.....	6
1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO.....	8
2. RIFERIMENTI NOMATIVI	9
2.1 NORMATIVA EUROPEA E INTERNAZIONALE	9
2.2 NORMATIVA NAZIONALE	9
2.3 NORMATIVA TECNICA CEI.....	9
2.4 NORMATIVA TECNICA SPECIFICA	10
2.5 LINEE GUIDA E DOCUMENTI TECNICI	10
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	11
3.1 INQUADRAMENTO DEL SITO	11
3.1.1 Inquadramento Territoriale.....	11
3.1.2 Inquadramento Catastale.....	15
<i>3.1.3 Dati generali del progetto.....</i>	<i>16</i>
4. STATO DI PROGETTO.....	18
4.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE.....	18
4.2 REQUISITI PROGETTUALI DEGLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI AVANZATI.....	18
4.3 LAYOUT D'IMPIANTO.....	19
4.4 CONNESSIONE ALLA RTN.....	22
4.4.1 Censimento e risoluzione delle interferenze.....	23
4.5 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	24
4.5.1 Moduli Fotovoltaici	25
4.5.2 Struttura di supporto moduli (tracker)	26
4.5.3 String box.....	27
4.5.4 Power station	28
4.5.5 Cavi di potenza BT e MT	31
4.5.6 Sistema SCADA	31
4.5.7 Cavi di Controllo e TLC.....	32
4.5.8 Cabina di Consegna e Cabina Utente.....	32
4.5.9 Monitoraggio Ambientale	34
4.5.10 Sistema di sicurezza antintrusione	34
4.5.11 Recinzione.....	35
4.5.12 Viabilità del Sito	35
4.5.13 Sistema Antincendio.....	36
4.6 CONFIGURAZIONE IMPIANTO.....	37
4.7 TRASFORMATORI.....	37
5. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO.....	38
5.1 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO.....	38
5.2 DIMENSIONAMENTO CAVI	38
5.3 INTEGRALE DI JOULE	39
5.4 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO.....	39
5.5 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE	40



5.6	CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI	41
5.7	CADUTE DI TENSIONE	41
6.	STUDIO DI CORTOCIRCUITO.....	43
6.1	CALCOLO DEI GUASTI	43
6.1.1	Calcolo delle correnti massime di cortocircuito.....	43
6.1.2	Calcolo delle correnti minime di cortocircuito.....	45
6.2	SCELTA DELLE PROTEZIONI.....	46
6.3	VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE.....	46
6.4	VERIFICA DI SELETTIVITÀ	47
7.	CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA.....	49
7.1	DEFINIZIONI	49
7.2	INFORMAZIONI PRELIMINARI.....	50
7.3	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI.....	52
7.4	RISOLUZIONE GUASTO MT.....	53
7.5	RISOLUZIONE GUASTO BT (AC CURRENT).....	53
7.6	RISOLUZIONE GUASTO BT (DC CURRENT).....	54
8.	SCARICHE ATMOSFERICHE.....	55
9.	CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	56
10.	ESTRATTO DI CALCOLO.....	57

1. PREMESSA

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto solare agrivoltaico di tipo avanzato all'interno di un'area recintata di circa 19,2 ettari nei territori comunali di Montechiarugolo e Traversetolo, in provincia di Parma (PR), di potenza nominale pari a 15,81 MW.

La società proponente è la GREEN FROGS PARMA s.r.l., con sede legale in via Fratelli Cairoli 2, 25122, Brescia (BS), la quale in considerazione della complessità del progetto e della sensibilità del territorio di riferimento, ha deciso di presentare volontariamente il progetto in Valutazione di Impatto Ambientale, al fine di valutare approfonditamente gli eventuali impatti del progetto sul territorio e tutte le componenti ambientali.

Il progetto risponde alla necessità di produrre energia rispettando, al contempo, l'esigenza, ormai da tempo sentita sia a livello nazionale sia internazionale, di una maggiore sostenibilità ambientale delle attività economiche. Nel caso specifico, si fa riferimento all'impiego privilegiato di risorse energetiche rinnovabili, ottenute mediante tecnologie produttive poco impattanti sull'ambiente, ovvero caratterizzate da emissioni contenute di inquinanti e calore.

L'impianto in esame sarà eseguito in regime "agrivoltaico", in modo da produrre energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato che permetta di preservare l'attività agricola presente nel territorio, garantendo un modello eco-sostenibile che fornisca energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

Il D. Lgs. n. 199 dell'8 novembre 2021 "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", con l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, reca le disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

Al fine, pertanto, di permettere alle regioni e Province Autonome l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, il D. Lgs. 199/2021 fornisce le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché dagli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili.

Inoltre, il recente Testo Unico FER - Decreto Legislativo 25 novembre 2024, n. 190, entrato in vigore il 30/12/2024, integra e semplifica ulteriormente il quadro normativo, introducendo disposizioni specifiche per l'autorizzazione e la realizzazione di impianti agrivoltaici avanzati come quello in esame.

Tuttavia, poiché il termine di 180 giorni per l'adeguamento delle regioni e degli enti locali ai principi del Testo Unico FER non è ancora decorso, in questa fase si applica la disciplina previgente. Nonostante ciò, è importante sottolineare che il progetto in esame rispetta pienamente sia le normative previgenti che i principi e le disposizioni del nuovo Testo Unico FER, garantendo la conformità alle migliori pratiche di sostenibilità ambientale e amministrativa.

L'area su cui si prevede di installare l'agrivoltaico avanzato risponde ai requisiti di cui all'art. 20 "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili", comma 8, lett. c-ter) punti 1 e 2 del summenzionato Decreto 199 del 2021, e si qualifica inoltre come idonea secondo le disposizioni aggiornate del Testo Unico FER, così come evidenziato all'articolo 3 comma 3:

"È fatta salva l'individuazione delle aree ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199."

Idoneità dell'area ai sensi dell'art 20 comma 8 lett. c-ter) n.1

L'area in esame rientra tra le aree ex lege idonee per la realizzazione di impianti fotovoltaici ai sensi dell'art. 20, comma 8, lett. c-ter n. 1, D.lgs. 199/2021 secondo cui sono considerate aree idonee, in

assenza di vincoli della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: "le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere".

Infatti, nel caso di specie, l'intera area di impianto si trova a una distanza inferiore a 500 metri da una zona classificata, sulla base degli strumenti urbanistici attualmente vigenti, come a uso per attività produttiva (industriale e artigianale) e commerciale, e dunque rientra all'interno delle aree idonee prevista dall'art. 20, comma 8, lett. c-ter n. 1, D.lgs. 199/2021.

Ciò chiarito, è bene segnalare che il divieto previsto dall'art. 5 del D.L. n. 63/2024 (c.d. D.L. Agricoltura) di realizzazione di impianti fotovoltaici a terra in alcune aree agricole, tra cui anche le aree di cui all'art. 20, comma 8, lett. c-ter n. 1, D.lgs. 199/2021, è riferito esclusivamente agli impianti fotovoltaici e non agli impianti agrivoltaici. Pertanto, nel caso di specie, il predetto divieto non trova applicazione, posto che la Società non intende realizzare un semplice impianto fotovoltaico, bensì un impianto agrivoltaico avanzato. A ciò si aggiunga che l'impianto agrivoltaico che si intende realizzare – come precisato anche dalla giurisprudenza consolidata sul punto (v. Consiglio di Stato n. 8029/2023) si differenzia rispetto un impianto fotovoltaico classico, considerato che - diversamente da quest'ultimo - adotta soluzioni volte a preservare lo svolgimento e la continuità dell'attività agricola sull'area interessata dall'intervento.

Idoneità dell'area ai sensi dell'art 20 comma 8 lett. c-ter) n.2

In ogni caso, l'area interessata dalla realizzazione dell'impianto rientra anche tra le aree idonee ex lege previste dall'art. 20, comma 8, lett. c-ter n. 2, D.lgs. 199/2021 secondo cui sono considerate aree idonee per la realizzazione degli impianti fotovoltaici, in assenza di vincoli della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42: *"le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento"*.

Ciò posto, nel caso di specie l'area agricola interessata dalla realizzazione dell'impianto si trova racchiusa in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da uno stabilimento denominato "Azienda Agricola Drugolo S.r.l." riguardante un allevamento di suini. Come già citato precedentemente, quindi, il divieto di installazione di impianti fotovoltaici con moduli a terra previsto dall'art. 5 del D.L. Agricoltura non riguarda le aree agricole idonee ai sensi dell'art. 20, comma 8, lett. c-ter n. 2, D.lgs. 199/2021 e, pertanto, in tali aree ne è consentita la realizzazione senza alcun tipo di limitazione.

Il progetto rispetta inoltre i requisiti riportati all'interno delle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" in quanto la superficie minima per l'attività agricola è pari al 96,3% mentre la LAOR (Land Area Occupation Ratio), che determina la percentuale di superficie ricoperta dai moduli, è pari al 34,8 %, garantisce la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli, adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra (altezza minima superiore ai 2,10 m) e rispetta altresì i requisiti in termini di monitoraggio e rispetta quindi i parametri necessari per poter essere definito "agrivoltaico avanzato".

Il progetto verrà connesso alla rete MT (15 kV) di e-distribuzione fino alla cabina primaria denominata CP Montechiarugolo a circa 6 km dall'impianto in progetto. La STMG è identificata dal codice di tracciabilità 381295977. La richiesta è stata effettuata per lotto di impianti di produzione, e in particolare il lotto totale sarà suddiviso in 2 impianti di potenza pari a 5612,00 kW e 8418,00 kW, con la realizzazione di n. 2 cabine di consegna.



1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento costituisce la **Relazione tecnica opere elettriche**. Il documento è stato redatto con la finalità di descrivere lo stato di progetto in relazione alle opere elettriche. Nel dettaglio vengono descritte le modalità e i principi di progettazione, nonché i calcoli sulle correnti di cortocircuito e il dimensionamento dei principali componenti di impianto come cavi, protezioni e sistemi di conversione dell'energia.

2. RIFERIMENTI NOMATIVI

2.1 NORMATIVA EUROPEA E INTERNAZIONALE

- **Direttiva 2009/72/CE**: Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Include disposizioni per la connessione e l'accesso alla rete
- **Direttiva 2014/35/UE (Bassa Tensione)**: Direttiva che armonizza le normative degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di materiale elettrico destinato ad essere adoperato entro taluni limiti di tensione.
- **Direttiva 2014/30/UE (Compatibilità Elettromagnetica)**: Direttiva che armonizza la legislazione degli Stati membri relativa alla compatibilità elettromagnetica.
- **Regolamento (UE) 2016/631 ("Requirements for Generators" - RfG)****: Stabilisce i requisiti per la connessione alla rete di impianti di generazione, comprese le centrali connesse alla rete di alta tensione.
- **IEC 62446-1**: Standard internazionale per i sistemi fotovoltaici collegati alla rete, requisiti di prova, documentazione e manutenzione.

2.2 NORMATIVA NAZIONALE

- **Decreto Legislativo 81/2008 - Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro**: Normativa sulla sicurezza nei luoghi di lavoro, inclusa la gestione della sicurezza degli impianti elettrici.
- **Decreto Legislativo 28/2011**: Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili.
- **D.P.R. 22 ottobre 2001, n. 462**: Normativa sulla sicurezza degli impianti elettrici, comprese le installazioni fotovoltaiche, eoliche e i sistemi di accumulo.
- **Decreto Ministeriale 4 luglio 2019 ("FER 1")**: Stabilisce i criteri per l'accesso agli incentivi per impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, inclusi impianti fotovoltaici, eolici e sistemi di accumulo.
- **D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 ("Recepimento della Direttiva RED II")**: Recepisce la direttiva 2018/2001/UE e introduce disposizioni per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, specificamente regolando l'integrazione dei sistemi di accumulo.

2.3 NORMATIVA TECNICA CEI

- **CEI 0-16**: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti di distribuzione MT e AT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- **CEI 0-21**: Norma per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti BT, inclusi impianti fotovoltaici, eolici e sistemi di accumulo.
- **CEI 11-17**: Guida alla progettazione, costruzione ed esercizio delle linee elettriche aeree e sotterranee con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- **CEI 64-8**: Norme per gli impianti elettrici utilizzatori a bassa tensione. Comprende la sezione relativa alla sicurezza e alle distanze di sicurezza.
- **CEI 82-25**: Norme specifiche per la progettazione, installazione e manutenzione degli impianti fotovoltaici.
- **CEI EN 50522**: Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- **CEI EN 61400-1**: Norma tecnica per la progettazione e l'installazione di impianti eolici.
- **CEI EN 61439**: Normativa relativa ai quadri di bassa tensione.

2.4 NORMATIVA TECNICA SPECIFICA

- **UNI 11282**: Guida alla progettazione degli impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.
- **UNI 11452**: Guida alla misura delle prestazioni energetiche degli impianti fotovoltaici.
- **Codice delle Comunicazioni Elettroniche (Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259)**: Regola la disciplina delle comunicazioni elettroniche, inclusi gli aspetti di coesistenza con infrastrutture elettriche.

2.5 LINEE GUIDA E DOCUMENTI TECNICI

- **GSE - Gestore dei Servizi Energetici**: Linee guida per l'integrazione degli impianti fotovoltaici nel sistema elettrico nazionale.
- **Delibere ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente)**:
 - **Delibera 84/2012/R/eel**: Regola le modalità per la connessione degli impianti di produzione distribuita alla rete.
 - **Delibera 574/2014/R/eel**: Disciplina la gestione degli impianti di accumulo abbinati a impianti di produzione da fonti rinnovabili.
 - **Delibera 642/2014/R/eel**: Introduce disposizioni sui sistemi di accumulo elettrochimico, definendo le modalità di connessione e interfacciamento alla rete.
- **Codice di Rete Terna Spa**: Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.
- **Allegato A2 Codice di rete Terna – Rev. 02**: Guida agli schemi di connessione, introduzione dello standard di connessione a 36 kV – 20 Ottobre 2021.
- **Allegato A68 Codice di rete Terna**: Centrali fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT - Sistemi di protezione regolazione e controllo – 21 Marzo 2023.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1 INQUADRAMENTO DEL SITO

3.1.1 Inquadramento Territoriale

Il progetto in esame è ubicato nei comuni di Traversetolo e Montechiarugolo, in provincia di Parma (PR), a circa 5 km in direzione sud-ovest dal centro abitato di Montechiarugolo e circa 4,5 km in direzione nord-est da Traversetolo.

L'area oggetto di studio si trova in agro comunale, a nord della Azienda agricola denominata "Drugolo" e ospita l'impianto agrivoltaico avanzato. In Figura 3.1 viene evidenziato in rosso l'area totale di proprietà dell'azienda Drugolo, di cui solo una porzione è interessata dall'impianto in progetto. Le opere previste, infatti, si inseriscono all'interno di un'area recintata di superficie pari a 19,2 ettari (linea blu). Il cavidotto di connessione che collega l'impianto agrivoltaico alla cabina primaria denominata "Montechiarugolo" si estende per circa 6 km, sarà previsto interrato e percorrerà unicamente la pubblica via. Per il funzionamento dell'impianto, e-distribuzione, ente gestore dell'energia elettrica, ha richiesto il posizionamento di una cabina di sezionamento lungo il percorso del cavidotto e la stessa è stata prevista, come da STMG, nella posizione indicata in figura ricadente nel comune di Montechiarugolo.

Di seguito viene mostrata la localizzazione su base ortofoto dell'area in cui ricadono le opere di progetto:

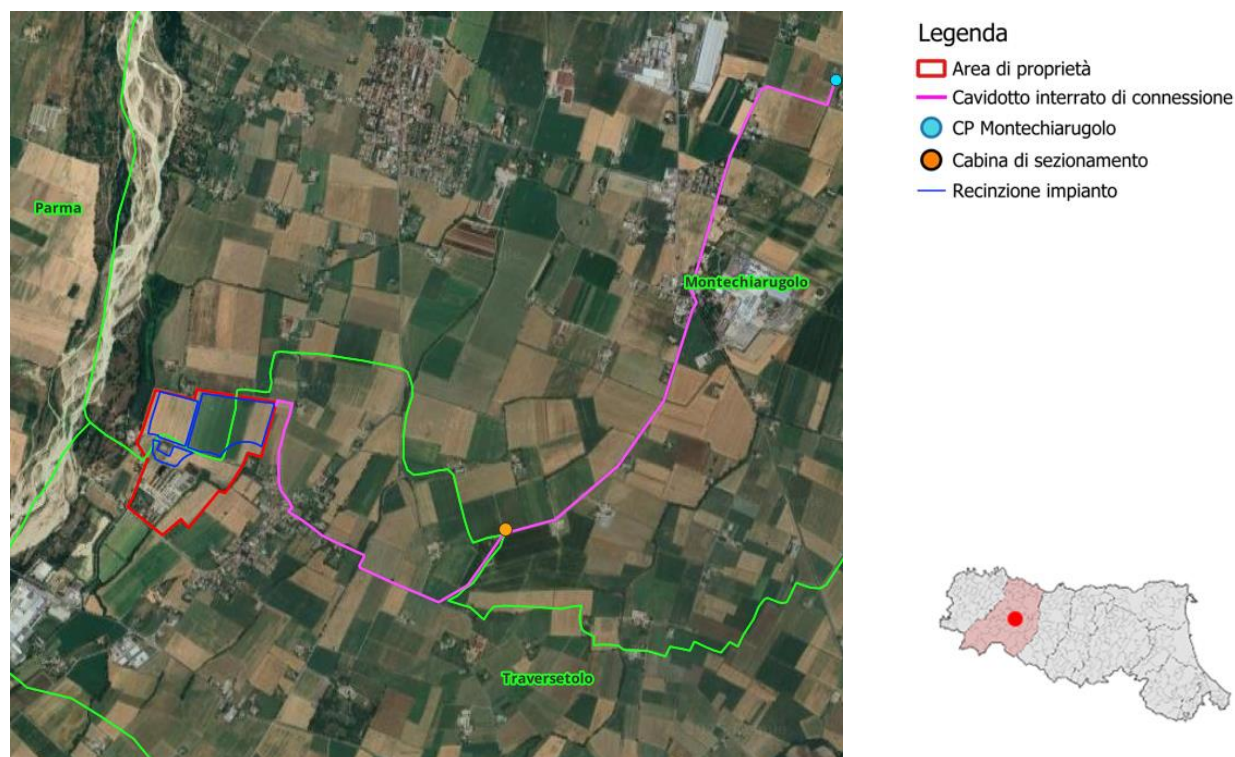


Figura 3.1: Localizzazione dell'impianto

La rete stradale, illustrata dalla figura successiva, che circonda l'area di progetto è costituita:

- a nord, dalla Strada dei Mulini, una strada locale extraurbana;
- a ovest dalla via Stradazza e più distante, la SP16;
- a sud dalla via del Parma.

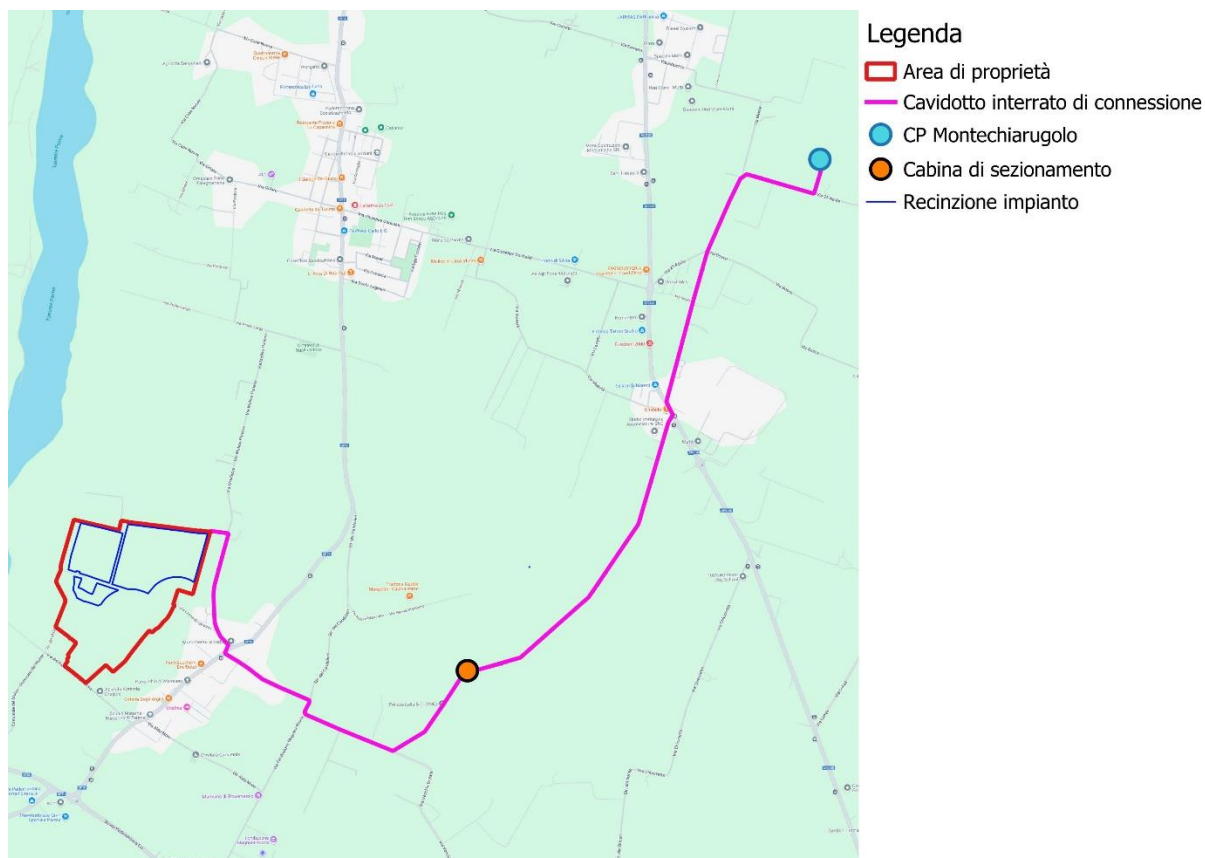


Figura 3.2: Principale viabilità della zona

All'interno dell'area di proprietà sono presenti dei fabbricati, appartenenti all'allevamento "La Fornace" di proprietà dell'Azienda Agricola Drugolo. La superficie imputata per la realizzazione dell'agrivoltaico avanzato risulta pianeggiante e attualmente impiegata principalmente per la coltivazione di pomodori e grano duro. Di seguito si riportano alcune fotografie del territorio di riferimento.

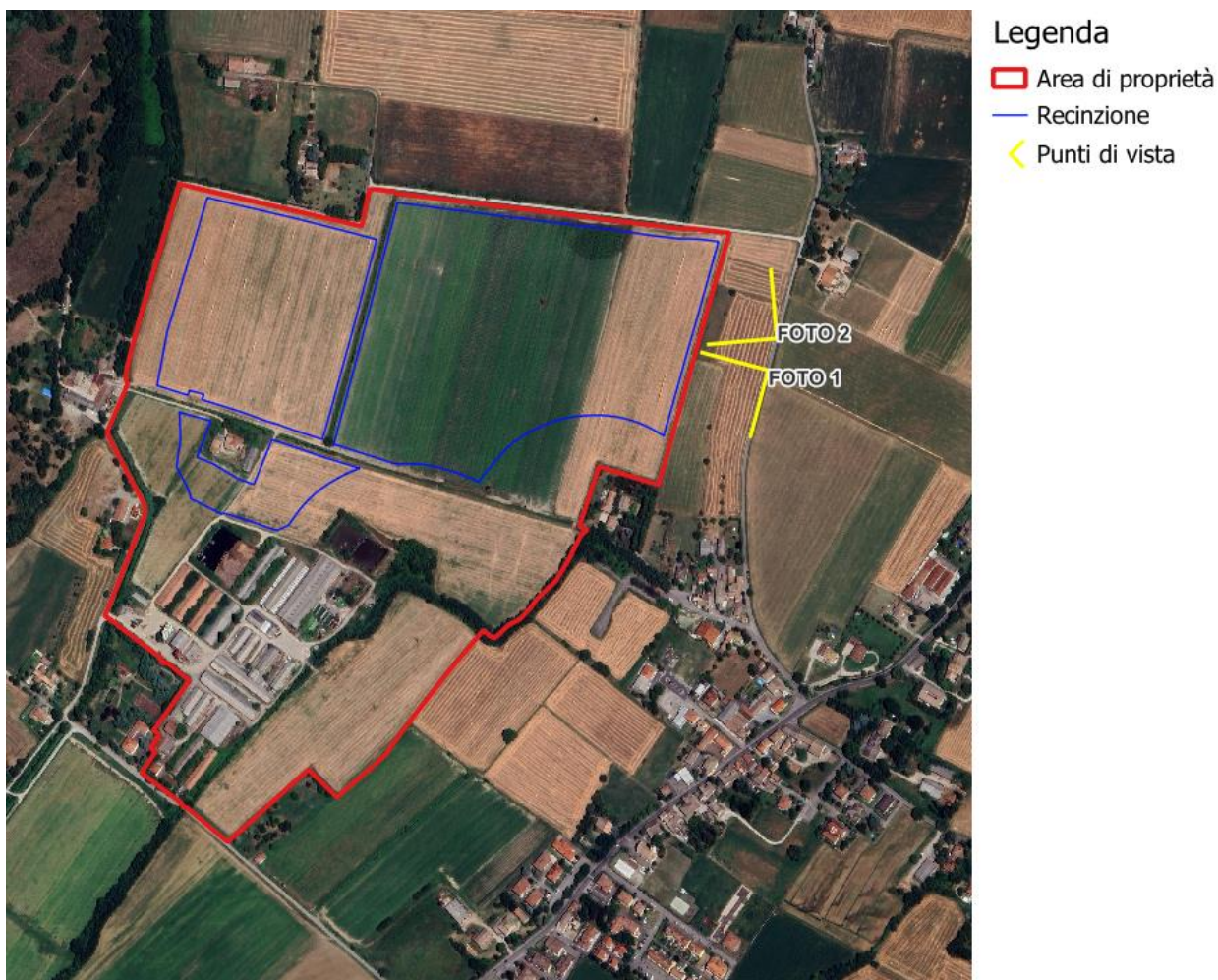


Figura 3.3: Indicazione punti di presa fotografica



Figura 3.4: Foto n.1



Figura 3.5: Foto n.2



Figura 3.6: Panoramica del territorio di riferimento

3.1.2 Inquadramento Catastale

Le aree oggetto di studio sono censite al catasto terreni dei comuni di Traversetolo e Montechiarugolo (PR). Si riporta di seguito l'elenco delle particelle contrattualizzate e l'inquadramento catastale del sito.

Tabella 3.1: Inquadramento catastale del sito

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLE	PRESENZA IMPIANTO
Montechiarugolo	43	5	SI
Montechiarugolo	43	7	SI
Montechiarugolo	43	8	SI
Montechiarugolo	43	28	SI
Traversetolo	2	5	SI
Traversetolo	2	45	NO
Traversetolo	2	61	NO
Traversetolo	2	64	NO
Traversetolo	2	82	NO
Traversetolo	2	87	NO
Traversetolo	2	95	SI
Traversetolo	2	96	SI
Traversetolo	2	97	SI
Traversetolo	2	150	NO
Traversetolo	2	284	NO
Traversetolo	2	287	SI

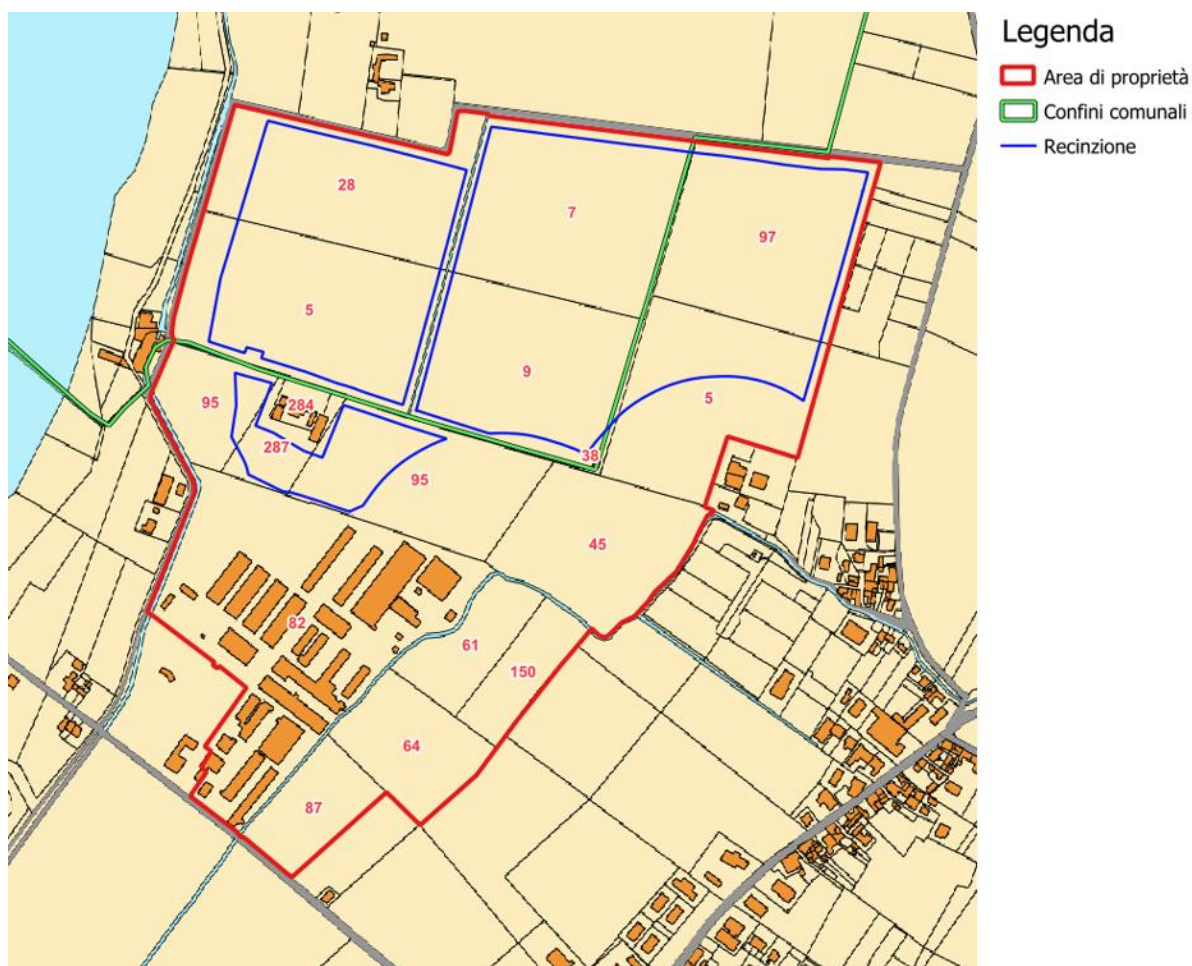


Figura 3.7: Inquadramento catastale

Si rimanda agli elaborati Piano Particellare "3162_6252_PA_PAUR_R23_Rev0_Piano particellare impianto" e "3162_6252_PA_PAUR_T05_Rev0_Inquadramento Catastale" per ulteriori dettagli.

3.1.3 Dati generali del progetto

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 3.2: Dati di progetto

PARAMETRO	DESCRIZIONE
Proponente	GREEN FROGS PARMA s.r.l.
Luogo di installazione	Montechiarugolo e Traversetolo (PR)
Denominazione impianto	Parma
Potenza di picco (MW _p)	15,81 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è regolare.
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI



PARAMETRO	DESCRIZIONE	
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker infisse a terra su pali	
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	+55°/-55°	
Pitch (m):	5.5 m	
Azimut di installazione	0°	
Power station	n. 10 power station	
Cabina di Consegna	n. 2	
Cabina Utente	n. 2	
Rete di collegamento	15 kV	
Coordinate POD (punto di allaccio cavidotto MT):	Cabina 1.1	Cabina 1.2
	Altitudine media 155 m s.l.m. [WGS84/ UTM Zone 32N] X: 606536,30 m Y: 4948473,65 m	Altitudine media 155 m s.l.m. [WGS84/ UTM Zone 32N] X: 60653359 m Y: 4948463,06 m
Cabina di sezionamento	n.1	
	Altitudine media 146 m s.l.m. [WGS84/ UTM Zone 32N] X: 607874,75 m Y: 4947788,27 m	

4. STATO DI PROGETTO

4.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto agrivoltaico avanzato fanno riferimento sostanzialmente a:

- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto agrivoltaico con strutture di tipo tracker con tecnologia a moduli BI-facciali;
- ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica realizzata mediante orientamento dinamico dei pannelli;
- disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

4.2 REQUISITI PROGETTUALI DEGLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI AVANZATI

Per disciplinare e promuovere lo sviluppo di impianti agrivoltaici, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha definito linee guida e criteri chiari, stabiliti nel cosiddetto Decreto Ministeriale sull'agrivoltaico (DM Agrivoltaico).

Il presente capitolo si focalizza sull'analisi delle regole progettuali stabilite dal GSE per gli impianti agrivoltaici avanzati (Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici, Giugno 2022), un modello che rappresenta il massimo livello di integrazione tra attività agricola e produzione di energia. Le linee guida nazionali individuano requisiti specifici per garantire una reale sinergia tra queste due componenti, promuovendo innovazione, sostenibilità e monitoraggio continuo delle performance agricole ed energetiche.

Un sistema agrivoltaico è un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. In generale, la prestazione legata al fotovoltaico e quella legata alle attività agricole risultano in opposizione, poiché le soluzioni ottimizzate per la massima captazione solare da parte del fotovoltaico possono generare condizioni meno favorevoli per l'agricoltura e viceversa. Ad esempio, un eccessivo ombreggiamento sulle piante può generare ricadute negative sull'efficienza fotosintetica e, dunque, sulla produzione; o anche le ridotte distanze spaziali tra i moduli e tra i moduli ed il terreno possono interferire con l'impiego di strumenti e mezzi meccanici in genere in uso in agricoltura. Ciò significa che una soluzione che privilegi solo una delle due componenti - fotovoltaico o agricoltura - può presentare effetti negativi sull'altra. È dunque importante fissare dei parametri e definire requisiti volti a conseguire prestazioni ottimizzate sul sistema complessivo, considerando sia la dimensione energetica sia quella agronomica.

Le linee guida a tal proposito definiscono i seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- **REQUISITO C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- **REQUISITO E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Sempre secondo le linee guida:

- Il rispetto dei requisiti **A** e **B** è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come “agrivoltaico”. Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito **D.2**.
- Il rispetto dei requisiti **A, B, C e D** è necessario per soddisfare la definizione di “impianto agrivoltaico avanzato” e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.
- Il rispetto dei **A, B, C, D ed E** sono pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltaico”, come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

Riferendosi al progetto in valutazione, come meglio dettagliato ed affrontato nello stato di progetto, risulta qualificabile, riferendosi a quanto indicato dalle Linee guida nazionali più volte sopra citate, come impianto agrivoltaico avanzato in quanto capace di rispettare i requisiti **A (A.1 e A.2), B (B.1 e B.2), C.1 e D (D.1 e D.2)**, di conseguenza l'impianto di progetto non beneficerà dell'accesso ai contributi del PNRR.

Si rimanda per maggiori dettagli sui parametri dell'impianto agrivoltaico in progetto alla relazione agronomica “3162_6252_PA_PAUR_R18_Rev0_Relazione agronomica”.

4.3 LAYOUT D'IMPIANTO

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida che potranno cambiare in sede di progettazione esecutiva anche grazie all'evoluzione dell'innovazione tecnologica, disponibilità del materiale durante l'esecuzione dei lavori:

- Analisi vincolistica;
- Scelta della tipologia impiantistica;
- Ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica;

- Disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Il layout dell'impianto è stato progettato considerando le seguenti specifiche:

- Larghezza tracker 2,382 m;
- Altezza massima (con tilt +55°/-55°) 4,183 m;
- Larghezza viabilità del sito 3,50 m;
- Disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in una fila verticale.

La tabella e l'immagine seguente riportano i dati e lo stralcio della tavola 3162_6252_PA_PAUR_T07_Rev0_Layout di progetto.

Tabella 4.1:Dati layout di progetto

CONFIGURAZIONE	IMPIANTO 1	IMPIANTO 2	LOTTO DI IMPIANTI "PARMA"
POTENZA MODULO (Wp)	660,00	660,00	660,00
NUMERO DI STRINGHE	366	632	998
NUMERO DI MODULI PER STRINGA	24	24	24
NUMERO DI MODULI	8.784	15.168	23.952
NUMERO STRUTTURE	354 (TIPO 1 1x24) 46 (TIPO 2 1x12)	619 (TIPO 1 1x24) 26 (TIPO 2 1x12)	973 (TIPO 1 1x24) 50 (TIPO 2 1x12)
POTENZA TRAF0 POWER STATION (kVA)	1.600,00	1.600,00	1.600,00
NUMERO CABINE POWER STATION 1	4	6	10
POTENZA INVERTER POWER STATION (kW)	1.403,00	1.403,00	1.403,00
POTENZA DC TOTALE (kWp)	5.797,44	10.010,88	15.808,32
POTENZA AC TOTALE (kW)	5.612,00	8.418,00	14.030,00
RAPPORTO DC/AC MEDIO TOTALE	1,03	1,19	1,13

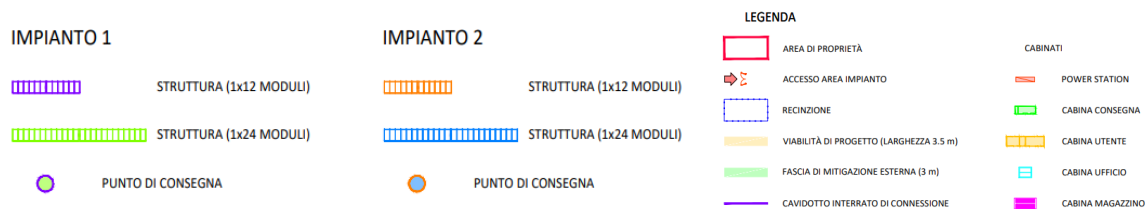
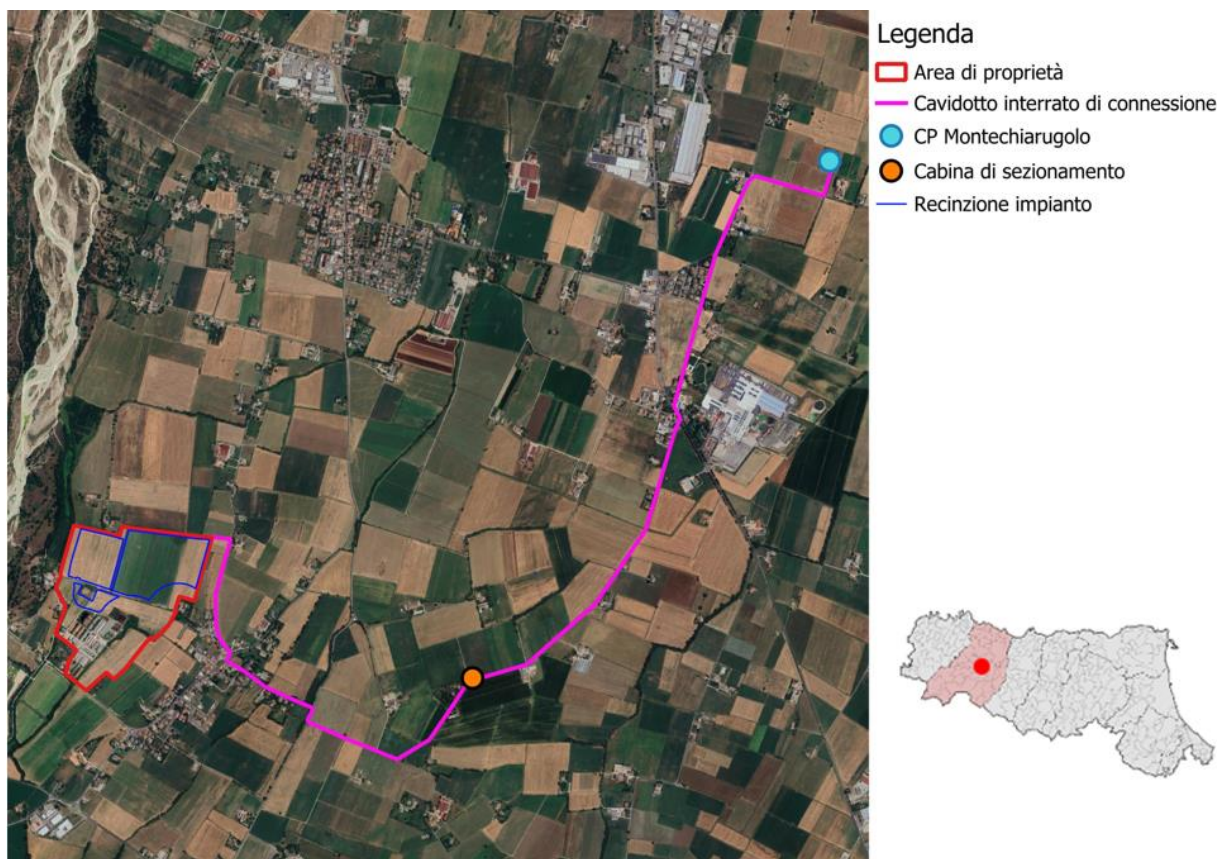


Figura 4.1: Layout di Progetto

4.4 CONNESSIONE ALLA RTN

L'impianto agrivoltaico avanzato verrà connesso alla rete MT (15 kV) di e-distribuzione fino alla cabina primaria denominata "CP Montechiarugolo" attraverso un cavidotto interrato che percorrerà la viabilità pubblica per circa 6 km. Lungo il percorso sarà inoltre installata una cabina elettrica di sezionamento con lo scopo di fornire un ulteriore grado di protezione all'impianto.



La richiesta di connessione effettuata per lotto di impianti di potenza totale pari a 15.808,32 kW e potenza in immissione pari a 14.030,00, prevede la seguente configurazione:

- Impianto 1 di potenza pari a 5.612,00 kW;
- Impianto 2 di potenza pari a 8.418,00 kW.

A ciascun impianto corrisponderà n.1 cabina di consegna e n. 1 cabina utente.

L'impianto sarà connesso in parallelo alla rete di trasmissione nazionale e saranno rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza

generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valor massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulle linee elettriche, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto agrivoltaico avanzato ad essa connesso,
- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto sarà inoltre provvisto dei sistemi di regolazione e controllo necessari per il rispetto dei parametri elettrici secondo quanto previsto nel regolamento di esercizio, da sottoscrivere con il gestore della rete alla messa in esercizio dell'impianto.

Nelle cabine di consegna e di utenza saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura per la corretta connessione dell'impianto alla RTN; nelle stesse saranno localizzati i punti di misura fiscale principale e bidirezionale e le protezioni generale DG e di interfaccia DI richieste dalla norma CEI 0-16 e dal codice di rete e-distribuzione.

La cabina di sezionamento avrà dimensioni pari a 5,71 m x 2,50 m, l'allestimento risponderà ai requisiti tecnici e normativi previsti dalla norma CEI 0-16 e al suo interno verranno installati i quadri elettrici MT e BT nonché i sistemi di misura e protezione atti al corretto funzionamento ed esercizio dell'impianto.

La cabina sarà rifinita con un intonaco di colore verde che si armonizza con l'ambiente circostante, e dotata di un tetto a doppia falda rivestito in tradizionali coppi, conferendo al manufatto un aspetto solido e in sintonia con il contesto architettonico locale.

La cabina è situata catastalmente nel comune di Montechiarugolo, foglio 47 particella 36.

Di seguito si riporta la posizione della cabina di sezionamento su ortofoto.



Figura 4.2: Cabina di sezionamento (in arancione) e linea di connessione (in viola), posizione geografica 44.675522°; 10.361423°

4.4.1 Censimento e risoluzione delle interferenze

Durante la fase di progettazione, è fondamentale individuare le interferenze esistenti lungo il percorso del cavidotto di connessione, in quanto esso potrà condividere lo stesso percorso o intersecare altri sottoservizi come linee o condotte idriche, di scarico, linee elettriche, metanodotti, etc. già presenti.

L'individuazione puntuale di tali interferenze permetterà già in sede di progetto definitivo l'identificazione di idonee misure preventive, protettive e/o operative, per il corretto inserimento del nuovo cavidotto nella strada o area individuata.

Le interferenze del cavidotto con altri sottoservizi possono essere di due tipologie:

- **Parallelismo:** quando due o più servizi condividono lo stesso percorso in parallelo quindi percorrono la stessa strada
- **Attraversamento:** quando due o più servizi si incrociano in un punto.

La risoluzione delle suddette interferenze avviene attraverso lo studio della tipologia di servizio, dalla conoscenza della esatta posizione planimetrica, dalla profondità sulla quale è stata posata e corre la condotta o il cavidotto. A partire da questi dati, ciascun ente gestore prevede determinate e specifiche prescrizioni e norme per garantire il corretto funzionamento e gestione del proprio servizio.

Di norma un cavo, una condotta o una tubazione di qualsiasi tipo viene posata all'interno di uno **scavo a sezione ristretta (o in trincea)** effettuato da appositi mezzi meccanici sul manto stradale, sul terreno o qualsiasi tipo di superficie. A seconda della tipologia di servizio (trasporto di acque bianche, nere, gas, linee elettriche, telecomunicazioni), la condotta, la tubazione o il cavo avrà dimensioni e posizioni specifiche.

La tecnologia ha sviluppato nel tempo nuove tecniche per venire incontro a esigenze di sostenibilità e richieste del mercato sempre più “green”, il settore delle costruzioni ha sviluppato la tecnica No – Dig o “**trenchless**” (letteralmente “senza trincee”), come alternativa ai tradizionali interventi di scavo per l'installazione di nuovi servizi interrati. Questa tecnologia evita la manomissione del manto superficiale di strade, ferrovie, aeroporti, boschi, fiumi e canali, aree ad alto valore ambientale, aree ad elevato interesse archeologico, aree fortemente antropizzate, contesti urbani, ecc. eliminando così pesanti e negativi impatti sull'ambiente sia naturale che costruito dall'uomo, sul paesaggio, sulle strutture superficiali e sulle infrastrutture di trasporto.

Il cavidotto del progetto agrivoltaico avanzato “Parma”, come detto, percorrerà la strada pubblica esistente, così denominata, a partire dal campo agrivoltaico fino alla cabina primaria esistente denominata CP Montechiarugolo:

- Via Stradazza (direzione est) – uscita del cavidotto di connessione dalle cabine di consegna
- Via Vecchia di Sala in direzione sud-est
- Via della Sbarra (direzione est)
- Via Risorgimento (direzione nord)
- Via 25 Aprile (est) – Cabina primaria CP Montechiarugolo.

Per i dettagli sulla risoluzione delle interferenze, si rimanda ai seguenti elaborati:

- 3162_6252_PA_PAUR_T17_Rev0_Censimento e risoluzione interferenze;
- 3162_6252_PA_PAUR_R06_Rev0_Relazione Idrologica e idraulica.

Si evidenzia infine che in sede di progettazione esecutiva, sarà cura del Proponente richiedere i nullaosta e pareri definitivi a tutti gli enti interessati le cui condotte e sottoservizi risulteranno interferiti dal passaggio del cavidotto di connessione del progetto “Parma” qui presentato.

4.5 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

L'impianto agrivoltaico avanzato con potenza nominale di picco pari a 15,81 MW è così costituito:

- **n.2 Cabine utente.** Le cabine di tipo prefabbricato dovranno essere conformi alle caratteristiche elettromeccaniche riportate nell'elaborato allegato alla presente relazione (Rif.:

"3162_6252_PA_PAUR_T14.4_Rev0_Cabine elettriche - Cabina di consegna e Utente"). Le suddette cabine saranno costituite da n. 3 vani: un vano misure (destinato all'installazione dei gruppi di misura e controllo), un vano ausiliari (destinato all'installazione di un trasformatore MT/BT da 160 kVA per l'alimentazione degli ausiliari) e un vano MT (destinato all'installazione dei quadri elettrici MT);

- **n.2 Cabine di Consegna.** La cabina di tipo prefabbricato dovrà essere conforme alle specifiche ENEL DG2092 ed.9. La struttura sarà di tipo monolitico e sarà suddivisa in vano Enel, per l'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche dell'Ente distributore e in vano misure, destinato all'installazione dei gruppi di misura e di controllo. Il manufatto dovrà inoltre essere corredato di una vasca di fondazione prefabbricata anch'essa di tipo monolitico, utilizzata per il passaggio dei cavi elettrici in entrata e di uscita, anch'essa conforme alle specifiche Enel DG 2061 ed.09. Nella stessa area all'interno delle cabine sarà presente il quadro QMT contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo;
- **n. 10 Power Station.** Le Power Station avranno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata ed elevare la tensione da bassa tensione a livello di media tensione; esse saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dagli inverter di stringa che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- **n. 1.023 strutture di supporto moduli ad inseguimento solare ("tracker"),** di cui:
 - n. 973 strutture con configurazione 1x24;
 - n. 50 strutture con configurazione 1x12.
- **n. 23.952 moduli fotovoltaici** che saranno installati sulle apposite strutture metalliche di sostegno tipo tracker fondate su pali infissi nel terreno;

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 distribuzione nazionale, compresa una **cabina di sezionamento** localizzata lungo il percorso del cavidotto interrato;

opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto dovrà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad esempio: quadri di alimentazione, illuminazione). Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati di tecnici maggior dettaglio si rimanda alle relazioni e agli elaborati dedicati.

4.5.1 Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 132 celle, di tipologia bifacciale, indicativamente della potenza di 660 Wp, della marca **Longi Solar** dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

La tecnologia di moduli fotovoltaici utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica ed è realizzata assemblando in sequenza diversi strati racchiusi da una cornice in alluminio anodizzato.

- vetro temperato con trattamento anti-riflesso;
- EVA (etilene vinil acetato) trasparente;
- celle FV in silicio monocristallino.

Di seguito si riporta la scheda tecnica del modulo fotovoltaico di progetto.

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	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 640W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
672	53.06	15.84	44.46	15.12	5%
704	53.06	16.60	44.46	15.84	10%
736	53.16	17.35	44.56	16.56	15%
768	53.16	18.11	44.56	17.28	20%
800	53.16	18.86	44.56	18.00	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.200%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.260%/°C

Figura 4.3: Scheda tecnica modulo fotovoltaico di progetto

Durante la fase esecutiva, sulla base della disponibilità a mercato dei componenti principali, la soluzione tecnologica fatta potrebbe variare per motivi non direttamente dipendenti dal Proponente.

4.5.2 Struttura di supporto moduli (tracker)

Il progetto prevede l'impiego di una struttura metallica di tipo tracker con fondazione su pali infissi nel terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo massimo di tilt pari a +55° -55°.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;

- possibilità di utilizzo di bulloni antifurto.

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo;
- tipo di struttura: Tracker fissata su pali;
- inclinazione sull'orizzontale $+55^{\circ}$ -55° ;
- Esposizione (azimut): 0° ;
- Altezza min: 2,100 m (rispetto al piano di campagna);
- Altezza max: 4,183 m (rispetto al piano di campagna).

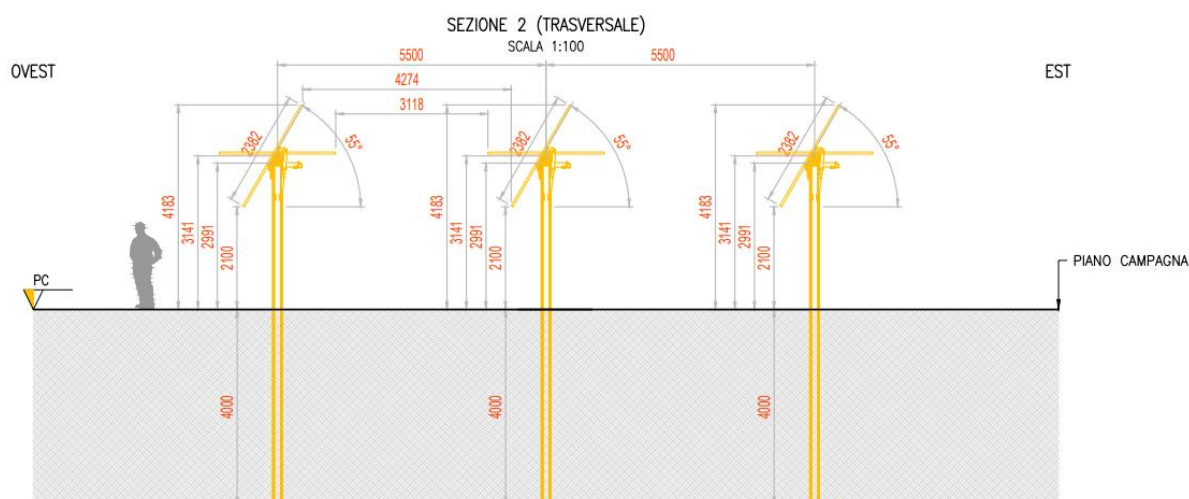


Figura 4.4: Tipologico costruttivo strutture mobili (tracker)

In via preliminare, sono state previste due tipologie di portali costituiti da 24 (1x24) moduli e 12 (1x12) moduli, montati con una disposizione su una fila in posizione verticale (1p). Tale configurazione potrà variare in conseguenza della scelta definitiva del tipo di modulo fotovoltaico.

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo. Le strutture dell'impianto agrivoltaico, progettate con il seguente sistema di tracker, rappresentano una soluzione ideale per una gestione ottimale sia dell'energia che delle attività agricole. Grazie al sistema di inseguimento solare, i pannelli possono adattarsi all'orientamento del sole durante il giorno, garantendo una produzione efficiente di energia senza compromettere l'esposizione delle colture alla luce solare necessaria per la loro crescita. Inoltre, l'utilizzo di queste strutture consente il passaggio agevole dei macchinari agricoli, permettendo di svolgere le consuete operazioni agricole senza ostacoli.

I pali di supporto delle strutture saranno infissi direttamente nel terreno, evitando l'uso di plinti o fondazioni, così da minimizzare l'impatto sull'ambiente e preservare l'integrità del suolo agricolo.

Durante la fase esecutiva, sulla base della struttura tracker scelta saranno nuovamente definite le fondazioni e scelta la soluzione tecnologica di realizzazione più adatta.

4.5.3 String box

La String Box è una cassetta che permette il collegamento in parallelo delle stringhe di una determinata porzione del campo agrivoltaico e al contempo la protezione delle stesse, attraverso opportuno fusibile dedicato. L'apparato sarà dotato di un sistema di monitoraggio che permetterà di conoscere lo stato di ciascun canale di misura.

L'apparecchiatura sarà progettata per installazione esterna.

4.5.4 Power station

Le Power Station hanno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica dal campo agrivoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) e di elevarne il livello di tensione da bassa (BT) a media tensione (MT).

I componenti delle Power Station saranno trasportabili su camion, in un unico blocco già assemblato pronto al collegamento (inclusi inverter e trasformatore). Le Power Station avranno le dimensioni indicative riportate nell'elaborato grafico dedicato e saranno posate su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Trattandosi di una soluzione "outdoor", tutti gli elementi costituenti le Power Station sono adatti per l'installazione all'esterno, non risulta quindi necessario alcun tipo di alloggiamento.

Di seguito si riporta un'immagine esemplificativa del tipologico del modello ipotizzato in tale fase progettuale.

Per le volumetrie ed il tipologico di progetto si rimanda all'elaborato 3162_6252_PA_PAUR_T14.3_Rev0_Cabine elettriche - Power Station.

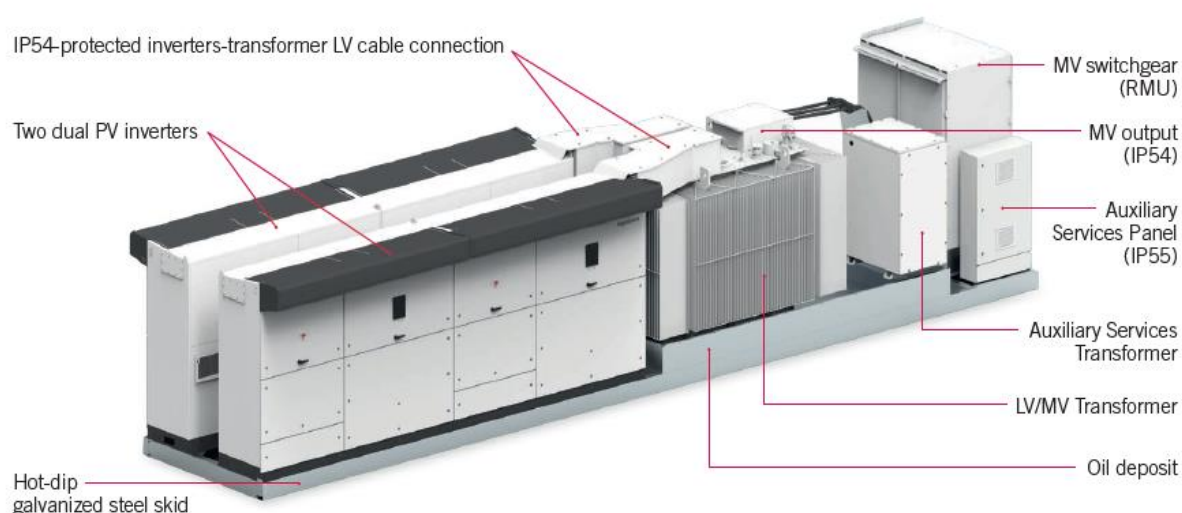


Figura 4.5: Immagine esemplificativa del modello di Power Station previsto (l'immagine riporta 4 inverter e non 1 come da progetto)

Durante la fase esecutiva, sulla base della disponibilità a mercato dei componenti principali, la soluzione tecnologica fatta potrebbe variare per motivi non direttamente dipendenti dal Proponente.

Inverter

Il componente principale delle Power Station è l'inverter. Tali elementi atti alla conversione della corrente continua in corrente alternata (costituiti da uno o più inverter in parallelo), agendo come generatore di corrente, attuano il condizionamento e il controllo della potenza trasferita.

I gruppi di conversione sono basati su inverter statici a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto caratteristico della curva di massima potenza (MPPT) del campo agrivoltaico.

L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP31 minimo; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche.



Gli inverter devono essere dotati di un sistema di diagnostica interna in grado di inibire il funzionamento in caso di malfunzionamento, e devono essere dotati di sistemi per la riduzione delle correnti armoniche, sia sul lato CA e CC. Gli inverter saranno dotati di marcatura CE.

Gli inverter saranno riferibili a un modello di marca INGETEAM:

- modello INGECON SUN-1400TL B540, sono di potenza 1.403/1.263 kVA (30/50°C);

Gli inverter descritti in questa specifica dovranno essere tutti dello stesso tipo in termini di potenza e caratteristiche per consentire l'intercambiabilità tra loro. Di seguito si portano i dati tecnici degli inverter identificati in progetto:

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ¹⁾	1,157 - 1,520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,026 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP ²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @ 27°C / @ 50°C ⁵⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁶⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (loading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingoleam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h				
Average air flow	4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50630, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50649-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				

Notes: ¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ²⁾ V_{mppt,min} is for rated conditions (V_{oc}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems. ³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' at low temperatures. ⁴⁾ With the sand trap kit. ⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁶⁾ For P_{avg}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Notes: ¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{oc}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems. ³⁾ Consider the voltage increase of the 'V_{oc}' at low temperatures. ⁴⁾ With the sand trap kit. ⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁶⁾ For P_{avg}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.

Figura 4.6 - Dati tecnici degli inverter di progetto

Gli inverter dovranno rispettare i seguenti standard principali: EN 50178; IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; IEC/EN61000-6-2; IEC/EN61000-6-4; IEC 62109-1; IEC 62109-2; IEC/EN61000-3-11; IEC/EN61000-3-12; IEC/EN61000-3 series; IEC/EN61000-6 series.

Si evidenzia che la tecnologia sopra descritta potrà essere suscettibile di modifiche nelle fasi successive, in funzione dell'evoluzione dell'innovazione tecnologica e disponibilità dei materiali.

Trasformatore elevatore MT/BT

All'interno delle Power Station saranno presenti i trasformatori di tensione con taglia fino a 1.600 kVA, che trasformano la corrente a bassa tensione (BT) in corrente in media tensione (MT), necessari per l'immissione in rete dell'energia prodotta.

In particolare, essi devono essere progettati e dimensionati tenendo in considerazione la presenza di armoniche di corrente prodotte dai convertitori.

A tal fine, i trasformatori non possono avere a vuoto e perdite superiori al 110% delle perdite nominali. I trasformatori saranno del tipo con raffreddamento di tipo ONAN (Oil Natural Air Natural).

I trasformatori, come indicato nella Figura 3.4, saranno installati su un apposito supporto con le funzionalità di protezione ed eventuale raccolta di olio minerale nel caso di fuoriuscite indesiderate. Sarà poi opportuno, in fase esecutiva, assicurarsi che tale vasca di raccolta possa contenere una quantità di olio stimata a circa 4.000 l, che si ipotizza essere il 100% dell'olio contenuto in un trasformatore della potenza di 1.600 kVA.

Le suddette macchine elettriche contengono olio dielettrico isolante in quantità superiore a 1 mc e pertanto sono classificate attività 48.1.B della tabella allegata al D.P.R. 1 agosto 2011: "Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 mc" e per le quali verranno rispettati le misure di sicurezza dettate dal D.M. 15/7/2014 recante: "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³. G.U. 5 agosto 2014, n. 180".

Si provvederà inoltre ad una verifica periodica dello stato di funzionalità delle Power Station e di tutti i componenti che garantiscano un corretto esercizio in sicurezza dei trasformatori.

Quadri BT e MT

Il quadro di potenza che permette la connessione degli inverter al trasformatore elevatore BT/MT comprende al suo interno i TA ed i TV per la lettura fiscale dell'energia prodotta. Gli interruttori da installare saranno provvisti di idonee caratteristiche già indicate nelle specifiche tecniche dedicate.

4.5.5 Cavi di potenza BT e MT

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione, alternata alta tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

4.5.6 Sistema SCADA

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto agrivoltaico avanzato in tutte le situazioni.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione dal campo agrivoltaico;
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;

- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

4.5.7 Cavi di Controllo e TLC

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

Sia per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio che di security verranno utilizzati prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

4.5.8 Cabina di Consegna e Cabina Utente

All'interno delle Cabine di Consegna e Utente saranno presenti i quadri MT e BT necessari per il trasporto dell'energia prodotta nonché per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto.

Nei particolari il Quadro di Media Tensione di tensione nominale 15 kV, sarà costruito secondo le disposizioni indicate nella Specifica Tecnica dedicata alle celle MT.

La Cabina Utente e la Cabina di Consegna saranno posizionate all'interno dell'impianto agrivoltaico avanzato in prossimità del punto di allaccio e lungo la viabilità pubblica, in modo da garantire l'accessibilità all'ente gestore, lato Cabina di Consegna.

Tutti gli apparati presenti all'interno della cabina di consegna saranno scelti in accordo con quanto riportato nelle specifiche tecniche Enel e nella norma CEI 0-16.

Di seguito nella Figura 4.7 e nella Figura 4.8 si riportano le immagini semplificate dei fabbricati.

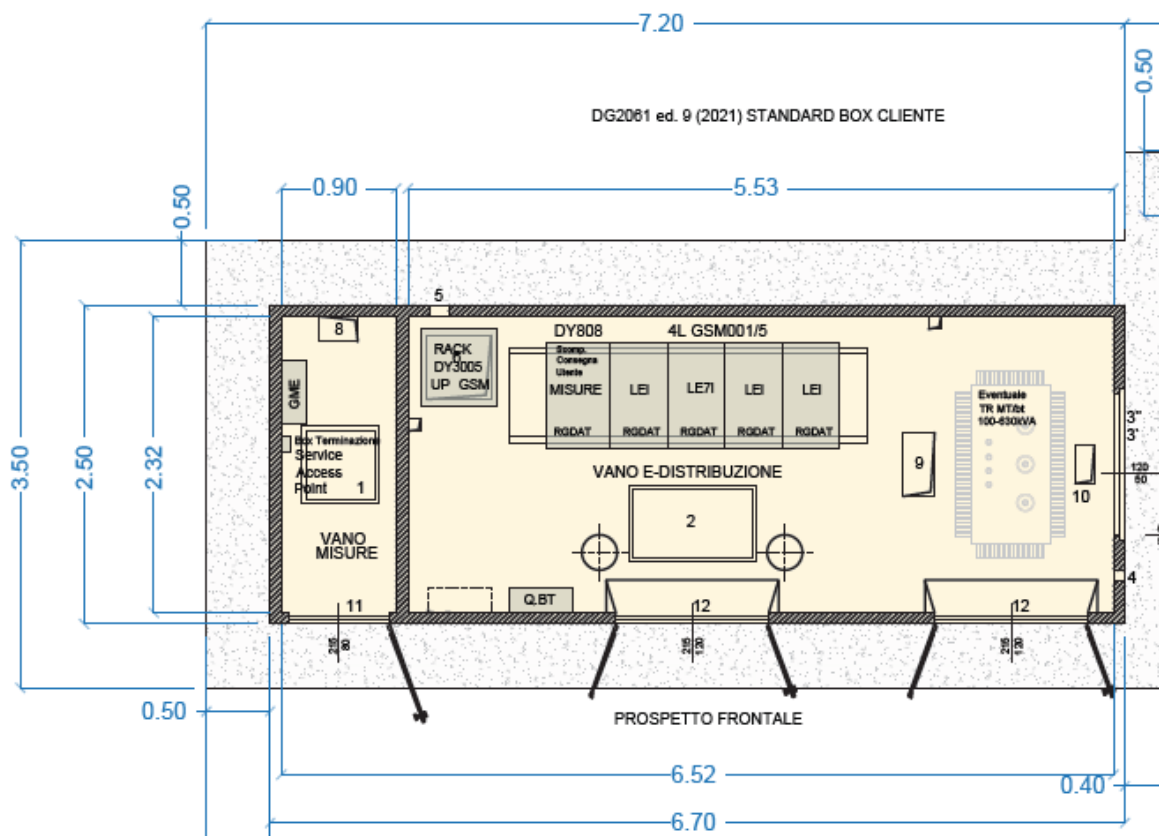


Figura 4.7: Esempio cabinato Cabina consegna/vano misure DG 2061 ed 09

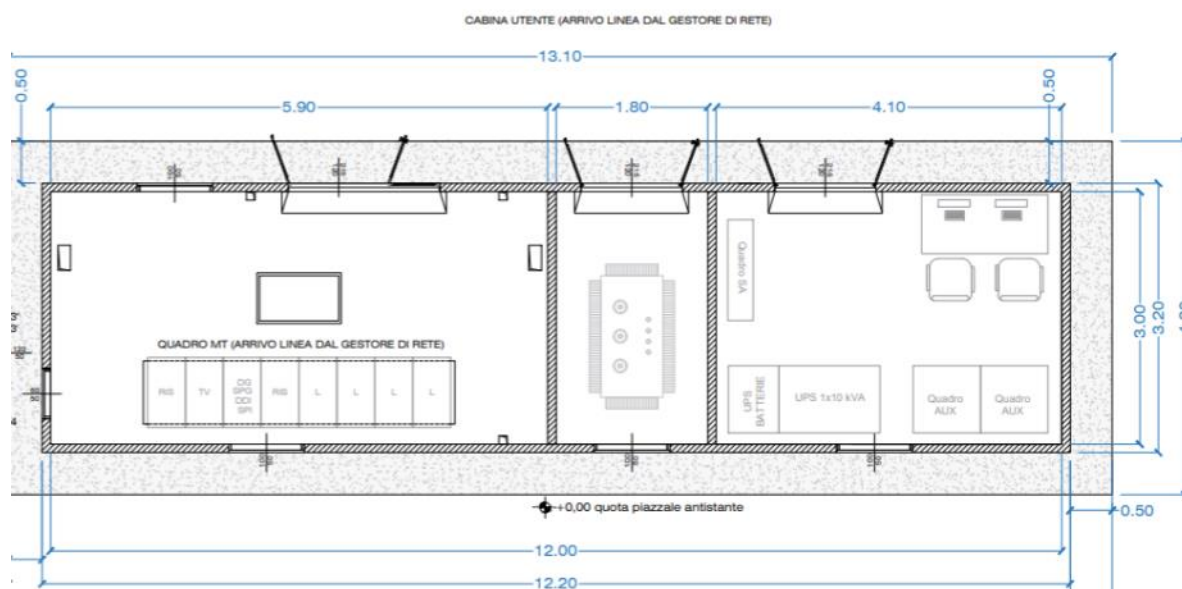


Figura 4.8: Esempio cabinato Cabina Utente

- **n.2 Cabine di Consegna.** Le cabine di tipo prefabbricato dovranno essere conformi alle caratteristiche elettromeccaniche riportate nell'elaborato allegato alla presente relazione (Rif.: "3162_6252_PA_PAUR_T14.4_Rev0_Cabine elettriche - Cabina di consegna e Utente"). Le suddette cabine saranno costituite da n. 3 vani: un vano misure (destinato all'installazione dei gruppi di misura e controllo), un vano ausiliari (destinato all'installazione di un trasformatore

MT/BT da 160 kVA per l'alimentazione degli ausiliari) e un vano MT (destinato all'installazione dei quadri elettrici MT);.

- **n.2 Cabina Utente.** La cabina di tipo prefabbricato dovrà essere conforme alle specifiche ENEL. La struttura sarà di tipo monolitico e sarà suddivisa in vano utente, per l'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche necessarie e in vano misure, destinato all'installazione dei gruppi di misura e controllo. Il manufatto dovrà inoltre essere corredato di una vasca di fondazione prefabbricata anch'essa di tipo monolitico, utilizzata per il passaggio dei cavi elettrici in entrata e di uscita, anch'essa conforme alle specifiche DG2061 ed.09 Enel. Inoltre, sarà presente il sistema CCI (Controllore Centrale di Impianto) con funzione di monitoraggio dell'intero impianto.

4.5.9 Monitoraggio Ambientale

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare i dati climatici e i dati di irraggiamento sul campo agrivoltaico.

I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche dell'impianto agrivoltaico avanzato, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dello stesso impianto.

I dati monitorati verranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA.

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

I dati ambientali monitorati saranno:

- dati di irraggiamento;
- dati ambientali;
- temperature moduli.

4.5.10 Sistema di sicurezza antintrusione

Il sistema di sicurezza e anti intrusione ha lo scopo di preservare l'integrità dell'impianto contro atti criminosi mediante deterrenza e monitoraggio delle aree interessate.

Il sistema impiegato si baserà sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto agrivoltaico avanzato.

La prima misura da attuare per garantire la sicurezza dell'impianto contro intrusioni non autorizzate è quella di impedire o rilevare qualsiasi tentativo di accesso dall'esterno installando un sistema di anti intrusione perimetrale in fibra ottica sulla recinzione.

Inoltre sarà installato un sistema TVCC dotato di sistema di rilevazione video mediante telecamere digitali a doppia tecnologia ad alta risoluzione che consentiranno di monitorare in tempo reale il perimetro e le aree di maggior interesse impiantistico. Il sistema di video sorveglianza avrà il compito di garantire al servizio di vigilanza locale gli strumenti necessari per effettuare un'analisi immediata degli eventi a seguito di allarme generato dal sistema perimetrale e per eventuali azioni da intraprendere.

4.5.11 Recinzione

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto, la recinzione sarà formata da rete metallica a pali infissi nel terreno.

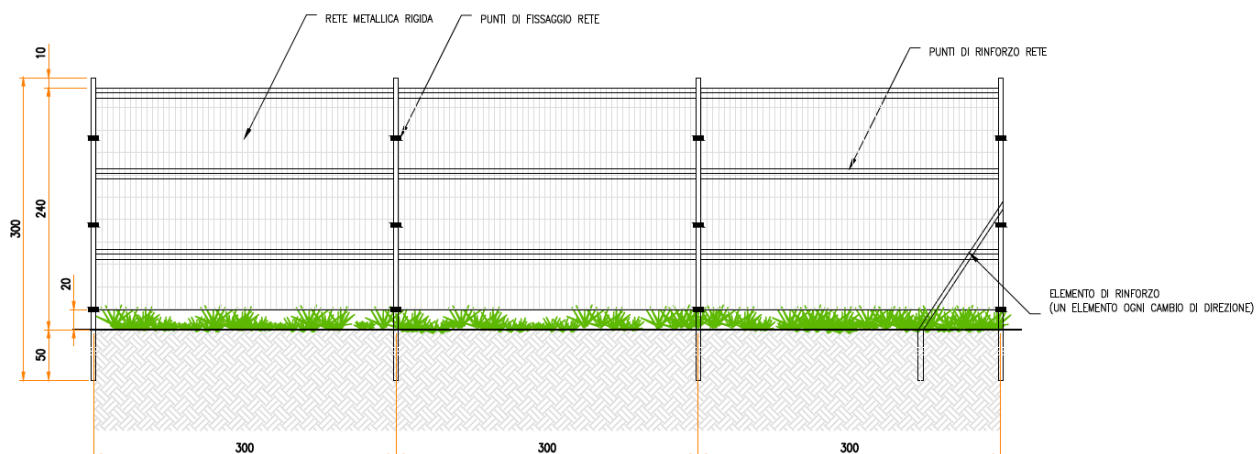


Figura 4.9: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 20 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di 1 cancello carrabile (tipologico visibile nella figura seguente).

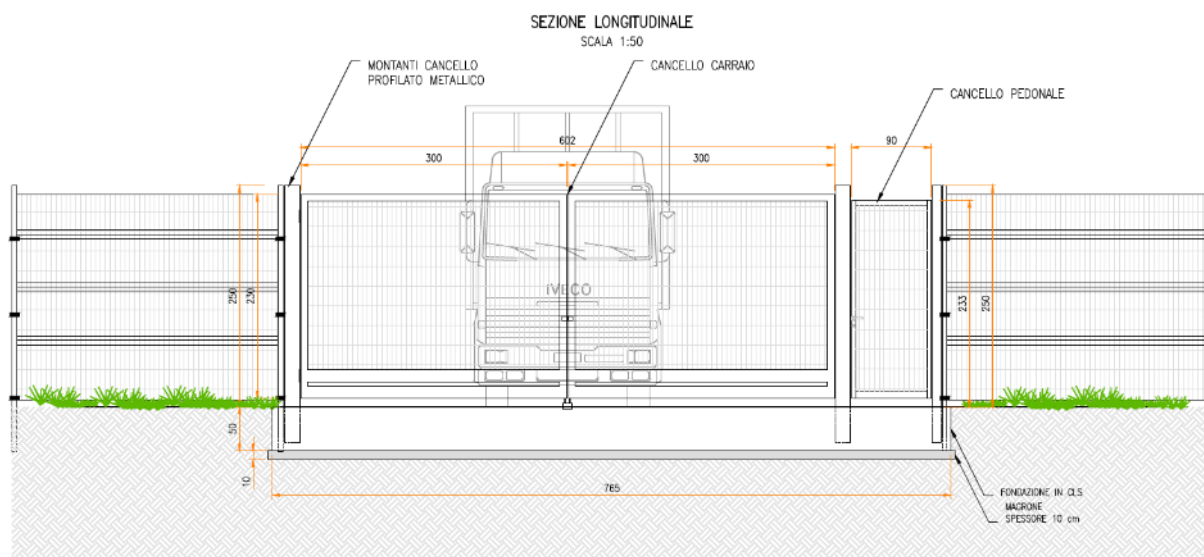


Figura 4.10: Particolare accesso

4.5.12 Viabilità del Sito

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada in misto granulometrico per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine. Le strade di progetto, sia perimetrali che interne all'impianto, sono previste con una larghezza pari a 3,5 metri. La larghezza della strada ed i raggi di curvatura previsti sono quelli minimi per garantire il passaggio dei mezzi di soccorso in riferimento alla normativa antincendio.

La scelta della tipologia pacchetto stradale è stata valutata in base alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

Le opere viarie saranno costituite da:

- regolarizzazione di pulizia del terreno, per uno spessore adeguato (circa 30 cm);
- rullatura del piano ottenuto fino al raggiungimento di un modulo di deformazione "Md" ≥ 15 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa. Nel caso questa condizione non fosse raggiungibile si dovrà procedere alla sostituzione di ulteriori circa 30 cm di terreno naturale con altro materiale arido scelto proveniente da cave;
- fornitura e posa in opera di geosintetico tessuto non tessuto;
- fornitura e posa in opera di uno strato in misto granulometrico di pezzatura media (strato di fondazione – spessore 30 cm). Rullatura del piano ottenuto fino al raggiungimento di un modulo di deformazione "Md" ≥ 20 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa;
- fornitura e posa in opera di uno strato in misto granulometrico di pezzatura fine (strato di finitura – spessore 10 cm). Rullatura del piano ottenuto fino al raggiungimento di un modulo di deformazione "Md" ≥ 30 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa.

4.5.13 Sistema Antincendio

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

- D.P.R. n. 151 del 1° agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122"
- lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici;
- lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l'operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all'interno dell'area impianto. Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell'impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D.Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti sottostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un'analisi di rischio per verificare l'eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all'interno delle cabine.

L'area in cui è ubicato il generatore agrivoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs.81/08 e s.m.i..

4.6 CONFIGURAZIONE IMPIANTO

Come riportato nello schema unifilare, la distribuzione elettrica prevede la realizzazione di un unico sottocampo che collega in Entra-Esci le Power Station:

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa delle cabine di campo e dei relativi rami di connessione.

Tabella 4.2: Configurazione cabine di conversione "Power Station"

IMPIANTO	RAMO	POWER STATION	POTENZA AC (kVA)
1	1	PS S1.1	1403
1	1	PS S1.2	1.403
1	2	PS S3.1	1403
1	2	PS S1.3	1403
2	1	PS S2.1	1403
2	1	PS S2.2	1403
2	1	PS S2.3	1403
2	2	PS S2.6	1403
2	2	PS S2.5	1403
2	2	PS S2.4	1403

Si rimanda alle tavole di dettaglio per un'ulteriore comprensione ed inquadramento planimetrico delle aree d'impianto. Dalla lettura dello schema unifilare del presente progetto, è possibile riscontrare le informazioni e le caratteristiche impiantistiche dell'impianto fotovoltaico nonché dei suoi elementi.

Le Power Station saranno connesse alla cabina di utenza a 15 kV, sita all'interno dell'area di impianto, tramite linee interrate costituite da cavi in alluminio tipo ARG16H1R12 12/20 kV con formazione 3x(1x185 mm²) e 3x(1x240 mm²) come indicato nei dettagli negli elaborati di progetto.

4.7 TRASFORMATORI

All'interno dell'impianto in oggetto saranno presenti tre diverse tipologie di trasformatori:

- Trasformatore MT/BT 15/0,4 kV a due avvolgimenti o a singolo secondario (Dyn11): tale configurazione è utilizzata in cabina di trasformazione MT/BT con taglia pari a 160 kVA per l'alimentazione dei carichi ausiliari della cabina utente;
- Trasformatore MT/BT 15/0,6 kV a due avvolgimenti o a singolo secondario (Dyn11): tale configurazione è utilizzata nella Power Station MT/BT con taglia fino a 1.600 kVA;
- Trasformatore BT/BT 015/0,4 kV (Dyn11): per l'alimentazione dei carichi ausiliari all'interno della Power Station MT/BT con taglia fino a 50 kVA.

La taglia del trasformatore MT/BT è stata scelta tenendo conto del dimensionamento degli inverter, della curva capability P-Q che l'impianto deve garantire, della potenza nominale del modulo fotovoltaico e del contributo di potenza dato dal modulo bifacciale in funzione dell'albedo.

5. CALCOLO PRELIMINARE ELETTRICO

5.1 CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \phi} \quad (1)$$

nella quale:

- $k_{ca}=1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi e corrente continua;
- $k_{ca}=1,73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \phi$ è pari a 1.

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot \text{coeff} \quad (2)$$

nella quale coeff è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle ($\sum P_n$ a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \phi \quad (3)$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ($\sum Q_d$ a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \phi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right) \quad (4)$$

5.2 DIMENSIONAMENTO CAVI

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:

- a) $I_b \leq I_n \leq I_z$
 - b) $I_f \leq 1,45 \cdot I_z$
- (5)

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.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z,min} = \frac{I_n}{k} \quad (6)$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z,min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

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.

5.3 INTEGRALE DI JOULE

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \quad (7)$$

La costante K viene data dalla norma CEI 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. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

5.4 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI NEUTRO

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm²;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm² se conduttore in rame e 25 mm² se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{array}{ll} S_f < 16 \text{ mm}^2 & S_n = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2 & S_n = 16 \text{ mm}^2 \\ S_f > 35 \text{ mm}^2 & S_n = S_f/2 \end{array} \quad (8)$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

5.5 DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{array}{ll} S_f < 16 \text{ mm}^2 & S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35 \text{ mm}^2 & S_{PE} = 16 \text{ mm}^2 \\ S_f > 35 \text{ mm}^2 & S_{PE} = S_f/2 \end{array} \quad (9)$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K} \quad (10)$$

dove:

- S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm²);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5 mm² rame o 16 mm² alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm² o 16 mm² alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

È possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

5.6 CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$\begin{aligned} T_{\text{cavo}}(I_b) &= T_{\text{amb}} + \left(\alpha_{\text{cavo}} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right) \\ T_{\text{cavo}}(I_n) &= T_{\text{amb}} + \left(\alpha_{\text{cavo}} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right) \end{aligned} \quad (11)$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

5.7 CADUTE DI TENSIONE

Le cadute di tensione nelle varie parti del sistema elettrico saranno contenute entro i limiti indicati nella tabella seguente:

Tabella 5.1: Massima Caduta di tensione ammissibile

MASSIMA CADUTA DI TENSIONE AMMISSIBILE	
Segmento	$\Delta V\%$
Segmento MT tra la sottostazione e il quadro elettrici distribuiti nell'impianto	4%
Segmento BT tra trasformatore MT/BT e quadri elettrici adiacenti	0.1%
Segmento BT tra trasformatore MT/BT e quadro servizi ausiliari	-
Segmento BT tra quadro servizi ausiliari BT e quadretti ausiliari	2%
Segmento BT tra quadretti ausiliari e utenze finali	1.9%
Segmento BT in corrente	4%

Per il calcolo della cadute di tensione nei circuiti elettrici si applica la seguente formula :

$$\text{c.d.t. } (I_b)\% = k_{\text{cdt}} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{\text{cavo}} \cdot \cos \phi + X_{\text{cavo}} \cdot \sin \phi) \cdot \frac{100}{V} \quad (12)$$

con:

- $k_{\text{cdt}}=2$ per sistemi monofase;
- $k_{\text{cdt}}=1,73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta:

$$X'_{\text{cavo}} = \frac{f}{50} \cdot X_{\text{cavo}} \quad (13)$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea. In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale non tiene conto della caduta interna nei trasformatori, in quanto il trasformatore è dotato di un sistema automatico di regolazione del rapporto spire, in modo da mantenere costante la tensione in uscita dagli avvolgimenti sulla porzione di rete a valle di esso.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

6. STUDIO DI CORTOCIRCUITO

6.1 CALCOLO DEI GUASTI

Con il calcolo dei guasti verranno determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui dovranno essere determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-terra (disimmetrico);
- guasto fase-neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dall'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

6.1.1 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right) \quad (14)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50} \quad (15)$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti dall'utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \quad (16)$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50} \quad (17)$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned} \quad (18)$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned} \quad (19)$$

Dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned} \quad (20)$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= 3 \cdot X_{dc} \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned} \quad (21)$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, dall'utenza a monte, espressi in mΩ:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\ X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\ R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\ X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\ R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\ X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up} \end{aligned} \quad (22)$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire sbarra a cavo.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mΩ) di guasto trifase:

$$Z_{k,min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2} \quad (23)$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N,min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2} \quad (24)$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE,min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2} \quad (25)$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k,max}$, fase neutro $I_{k1N,max}$, fase terra $I_{k1PE,max}$ e bifase $I_{k2,max}$ espresse in kA:

$$\begin{aligned} I_{k,max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k,min}} \\ I_{k1N,max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N,min}} \\ I_{k1PE,max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE,min}} \\ I_{k2,max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k,min}} \end{aligned} \quad (26)$$

Infine, dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$\begin{aligned} I_p &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k,max} \\ I_{p1N} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N,max} \\ I_{p1PE} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE,max} \\ I_{p2} &= k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2,max} \end{aligned} \quad (27)$$

dove:

$$k \approx 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}} \quad (28)$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1,8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

6.1.2 Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Tabella 6.1: Temperature dei cavi al variare del tipo di isolamento

ISOLANTE	CENELEC R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200

G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$\begin{aligned}R_{d,max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0N,max} &= R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0PE,max} &= R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)\end{aligned}\tag{29}$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k,min}} \\I_{k1N,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N,min}} \\I_{k1PE,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE,min}} \\I_{k2,min} &= \frac{0,95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k,min}}\end{aligned}\tag{30}$$

6.2 SCELTA DELLE PROTEZIONI

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dall'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km} \max$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag} \max$).

6.3 VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE

Secondo la norma 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 norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come Ia);
- $I_{ccmax} \leq I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come Ib).

Le intersezioni sono due:

- L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin} \geq I_{inters\ min}$.
- L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc\ max} \leq I_{inters\ max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e la I_z dello stesso.

La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

6.4 VERIFICA DI SELETTIVITÀ

È verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- Corrente I_a di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;
- Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;

- Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).

Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).

Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

7. CALCOLO PRELIMINARE IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà realizzato in conformità ai requisiti delle Norme CEI EN 61936-1-1, CEI EN 50522 e CEI 99-5, e i documenti specifici per l'impianto in oggetto (verifica dimensionamento di terra primaria così come la planimetria generale dispersore di terra) saranno redatti da uno studio di ingegneria con professionisti abilitati iscritti all'ordine.

Questo nel suo complesso dovrà risultare un unico elemento equipotenziale in tutti i suoi punti, perciò tutte le strutture e parti metalliche presenti nel sito dovranno essere connesse ad esso contemporaneamente.

7.1 DEFINIZIONI

- **Elettrodo ausiliario di terra:** elettrodo di terra con determinati vincoli progettuali/operativi. La sua funzione primaria può essere diversa dal condurre le correnti di guasto verso terra.
- **Elettrodo di terra:** conduttore interrato e usato per disperdere le correnti di guasto verso terra.
- **Elettrodo di terra primario:** elettrodo di terra progettato o adattato per scaricare le correnti di guasto verso terra secondo precisi profili di scarica richiesti (anche in maniera implicita) dal progetto di impianto.
- **Ground mat:** piastra metallica solida o sistema di conduttori nudi ravvicinati interconnessi tra loro e posizionati a basse profondità al di sopra di una rete di terra esistente al fine di introdurre una misura di protezione aggiuntiva, minimizzando il pericolo di esposizione a gradienti di tensione troppo elevati in luoghi in cui è segnalata un'elevata presenza di persone. Tipologie comuni di ground mat prevedono l'installazione di griglie metalliche sopra la superficie del terreno o immediatamente sotto la superficie.
- **Ground potential rise (GPR):** è il massimo potenziale che può instaurarsi tra la rete di terra e un punto posto a una certa distanza identificato come terra remota. Tale potenziale è calcolato attraverso il prodotto tra la massima corrente di guasto verso terra e la resistenza di terra del sistema. In condizioni normali, le apparecchiature elettriche messe a terra funzionano con un potenziale rispetto a quello della terra remota praticamente nullo; durante un guasto a terra, la parte di corrente di guasto dispersa verso terra provoca un aumento del potenziale del sistema di terra rispetto alla terra remota.
- **Rete di terra:** sistema orizzontale di elettrodi di terra che consiste in un numero di sbarre conduttrici interrate interconnesse fra loro. Fornisce un riferimento di tensione comune per dispositivi elettrici e strutture metalliche; inoltre limita i gradienti di tensione per tutta l'estensione della stessa. Normalmente la rete orizzontale è integrata con un certo numero di picchetti di terra e con gli elettrodi ausiliari di terra al fine di ridurre ulteriormente la resistenza totale di terra.
- **Sistema di terra:** comprende tutte le strutture di terra interconnesse in una specifica area.
- **Tensione di contatto:** differenza di potenziale tra il GPR e il potenziale del punto o superficie in cui una persona è contemporaneamente in piedi e a contatto con una struttura messa a terra.
- **Tensione di contatto metal-to-metal:** differenza di potenziale che si può creare tra due oggetti o strutture metalliche di cui una persona può entrare a contatto contemporaneamente con mani o piedi.
- **Tensione di maglia:** è la massima tensione che si può instaurare all'interno di una maglia della rete di terra.

- **Tensioni di passo:** La differenza di potenziale in un tratto convenzionale di un metro corrispondente alla distanza che una persona può colmare con i piedi senza toccare nessun altro oggetto collegato a terra.

7.2 INFORMAZIONI PRELIMINARI

Come descritto nei paragrafi precedenti, l'impianto fotovoltaico sarà così configurato:

- Livello MT: linea MT di connessione a 15 kV di collegamento dalla Cabina Primaria AT/MT di proprietà del DSO alla Cabina di Consegna interna all'area di impianto (analizzata in specifico documento);
- Livello MT: Distribuzione interna a 15 kV a neutro isolato nei tratti compresi tra la Cabina di Consegna MT e le cabine di trasformazione MT/BT (Power Station);
- Livello BT (AC): Distribuzione fino a 1.000 V_{ac} interna al campo con distribuzione trifase + neutro TN-S.
- Livello BT: Distribuzione a 1.500 V_{dc} interna ai sottocampi con entrambi i poli isolati da terra (sistema flottante).

Le informazioni considerate in merito alla corrente di guasto verso terra MT e al relativo tempo di intervento sono (comunicate nell'allegato A68 del codice di rete Terna):

- Massima corrente di guasto trifase (Ik): < 12,6 kA – 1 s
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto trifase: 0,2 s
- Massima corrente di guasto monofase verso terra (IF): < 56 A
- Tempo di intervento delle protezioni per guasto monofase a terra: > 0,9 s

In merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

In merito alla risoluzione del guasto con il solo impianto di terra andranno verificate le tensioni di contatto per individuare le aree più a rischio dell'impianto.

La resistività del terreno alla profondità di posa dell'impianto di terra dovrà essere determinata nelle successive fasi progettuali attraverso un'indagine geotecnica; verrà ipotizzato per il sito in esame un valore di resistività pari a circa 200 Ωm

Considerando i dati citati, il tempo di intervento impone un limite al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 50 V per un tempo di guasto a terra > 10 s (CEI EN 50522, Fig.4).

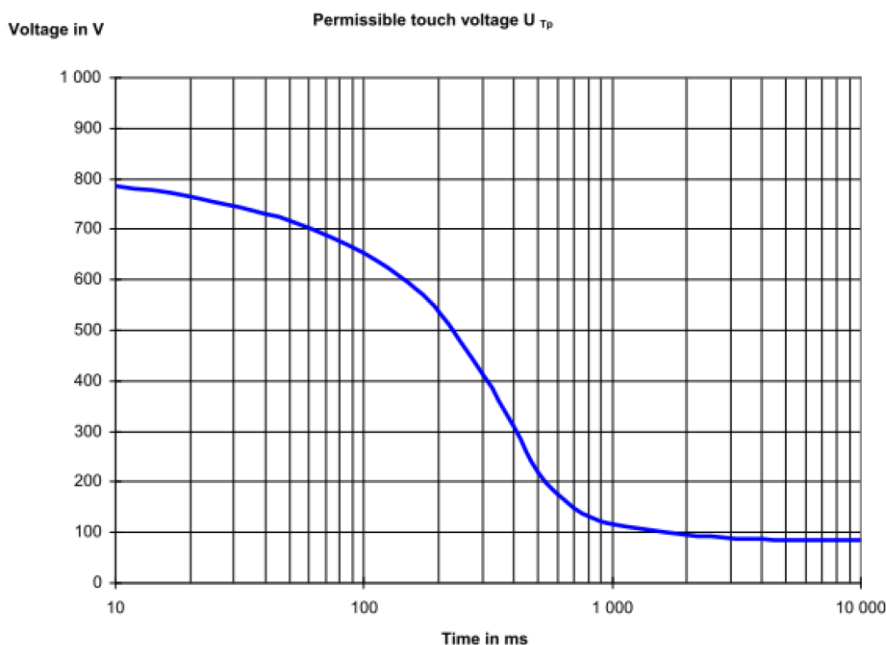


Figura 7.1: Massima tensione ammissibile (CEI EN 50522, Fig.4)

Tale limite, confrontato con la tensione totale di terra U_T (cioè con il GPR) impone una resistenza di terra minima di progetto R_T per la risoluzione dei guasti MT di:

$$R_T = U_T / I_G = 50 / 56 = 0,89 \, \Omega \quad (31)$$

A servizio dell'impianto fotovoltaico verrà realizzato un nuovo impianto di terra, pertanto prima di procedere alla realizzazione dello stesso, occorrerà verificare la natura del suolo e la resistività.

Quest'ultima è influenzata da diversi fattori quali:

- Tipo di terreno,
- Stratificazione;
- Temperatura;
- Composizione chimica e concentrazione di sali disciolti;
- Presenza di metalli e/o tubazioni in cls;
- Umidità del terreno.

L'obiettivo ideale è ottenere una resistenza di terra tale per cui qualsiasi guasto verso terra interno all'impianto non generi tensioni pericolose per le persone.

Si è stimata una resistività del terreno pari a $200 \, \Omega\text{m}$

L'estensione dell'impianto di terra dovrà essere realizzata attraverso una griglia di dispersori disposti orizzontalmente e chiusi ad anello; tale griglia dovrà ricoprire l'intera area di impianto.

Il dispersore utilizzato dovrà essere corda di rame nuda con una sezione minima pari a:

$$S_{\min} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_c^2}} = \sqrt{\frac{12.500^2 \cdot 0,2}{228^2}} \approx 35 \, \text{mm}^2 \quad (32)$$

Dove:

- I è la massima corrente di guasto verso terra espressa in Ampère;
- t è il tempo di intervento della protezione in secondi

- K_c è il coefficiente per conduttori nudi non in contatto con materiali danneggiabili (per range di temperatura 30-500°C);

Sebbene S_{min} risulti molto piccola, in questa fase di progettazione preliminare, si è scelta una sezione minima 50 mm².

Per la posa dei dispersori verrà sfruttato il passaggio cavi MT e BT interno all'impianto; l'area di impianto così magliata, dovrà essere poi chiusa ad anello.

Verranno collegati alla rete di terra anche i pali delle strutture tracker. In riferimento alla recinzione tutti i tratti che ricadono all'interno della maglia di terra globale dovranno essere collegati a terra; i tratti esterni alla maglia globale andranno invece isolati da terra. In tali tratti deve essere garantita una distanza minima tra recinzione e struttura di sostegno dei moduli di almeno 5 metri.

Al completamento dell'impianto andrà valutata la resistenza tra le parti e/o strutture metalliche non direttamente connesse a terra e la terra stessa: se tali resistenze sono inferiori ai 1000 Ω allora occorre collegare tali parti e/o strutture all'impianto di terra.

Considerando l'estensione delle sezioni di impianto e la lunghezza dei loro lati, si è stimato il seguente valore di resistenza di terra impiegando un dispersore di tipo magliato secondo la seguente relazione:

$$R_T = \rho \cdot \left(\frac{1}{4 \cdot r} + \frac{1}{\sum l} \right) \quad (33)$$

Dove:

$$r = \sqrt{\frac{a \cdot b}{\pi}} \quad (34)$$

Tale calcolo, riferito alla fase definitiva di progetto, andrà eseguito in fase costruttiva facendo le dovute verifiche e misure in loco. A valle di quest'ultima e della realizzazione dell'impianto andranno in ogni caso eseguiti i rilievi delle tensioni di contatto all'interno dell'area al fine di individuare le aree soggette a maggior rischio (presenza di gradienti di tensione elevati).

7.3 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Le misure di protezione mediante isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere sono intese a fornire una protezione totale contro i contatti diretti.

La protezione del suddetto tipo di contatto sarà quindi assicurata dai provvedimenti seguenti:

- copertura completa delle parti attive a mezzo di isolamento rimovibile solo con la distruzione di quest'ultimo;
- parti attive poste dentro involucri tali da assicurare il grado di protezione adeguato al tipo di ambiente in cui sono installate.

La protezione dai contatti indiretti avrà come principio base l'interruzione automatica dell'alimentazione e, pertanto, il collegamento equipotenziale di tutte le masse metalliche che, per un difetto dell'isolamento primario possano assumere un potenziale pericoloso ($U_T > 50$ V), unitamente all'estinzione del guasto tramite apertura del dispositivo di protezione a monte della zona in cui si è manifestato il guasto. A tal fine occorre che il valore della resistenza di terra e l'intervento del dispositivo di protezione siano tra loro coordinati affinché l'estinzione del guasto avvenga entro i limiti previsti dalle norme vigenti in materia.

La protezione contro i contatti indiretti, pur essendo eseguibile mediante impiego di dispositivi a massima corrente in quanto gli impianti sono realizzati con tipologia distributiva TN-S verrà comunque realizzata - al fine di rendere ancora più tempestivi gli interventi delle protezioni - mediante l'installazione di dispositivi a corrente differenziale installati a monte delle linee terminali e la

connessione all'impianto di terra esistente. I conduttori di protezione saranno collegati all'impianto di terra globale mediante installazione di un conduttore PE che dalle barre di terra dei quadri collegherà tali masse e le masse estranee ivi presenti al collettore di terra generale di cabina.

La protezione contro i contatti indiretti in caso di guasto a terra nei sistemi di distribuzione TN-S è prevista con collegamento a terra delle masse e interruttori differenziali ad alta sensibilità (0,03 A, 0,3 A, 0,5 A), al fine di rispettare le condizioni di sicurezza indicata dalle norme CEI 64-8 in 413.1.4.2.

7.4 RISOLUZIONE GUASTO MT

L'impianto di terra dovrà essere realizzato in modo da garantire un valore di resistenza di terra pari a circa $R_t = 0,89 \Omega$ e che il guasto sia risolto dall'interruttore in un tempo > 10 s, al massimo gradiente di tensione interno al sito pari a 50 V (CEI EN 50522) il guasto verso terra è risolto se la massima corrente di guasto verso sarà mantenuta inferiore a:

$$I_g = \frac{50}{0,89} \cong 56 \text{ A} \quad (35)$$

Dove 50 V è la massima tensione ammissibile per un tempo pari superiore a 10 s e $0,89 \Omega$ è la resistenza di terra R_t posta come obiettivo di qualità.

La corrente massima di guasto calcolata risulta in linea con la corrente di guasto capacitiva massima ipotizzata, quale unica componente presente in un sistema a neutro isolato.

Infatti, una circostanza di guasto verso terra genera correnti capacitive che costituiscono un sistema equilibrato, genericamente di valore modesto, ma proporzionali al tipo e alla lunghezza della linea, cavo o aerea oltre alla tensione di linea.

Tipicamente la corrente ordinaria capacitiva $I_{g,cavo}$ per linee in cavo è data dalla formula:

$$I_{g,cavo} = V \cdot 0,2 \cdot L_{cavo} \quad (36)$$

Dove:

- V = tensione nominale della rete (kV)
- L_{cavo} = lunghezza totale delle linee in cavo (km). (interne al campo fotovoltaico)

Per assicurare che la corrente di guasto sia pari a 56 A la somma delle lunghezze totali delle linee in cavo dovrà essere al massimo di 18,6 km. Nel caso in cui tale lunghezza dovesse superare il valore limite sarà necessario adeguare il valore minimo della resistenza dell'impianto di terra, tenendo presente che l'obiettivo è quello di mantenere la tensione residua pari al valore di 50 V

Nel caso in cui la corrente di guasto sia inferiore ai 56 A stimati, il guasto verso terra MT risulta risolto.

Rimane confermata la necessità di effettuare la verifica delle tensioni di contatto su tutte le masse presenti in impianto con resistenza verso terra superiore a 1.000Ω .

In relazione all'ipotesi di guasto, gli schermi dei cavi dovranno essere messi a terra nel rispetto delle norme CEI.

7.5 RISOLUZIONE GUASTO BT (AC CURRENT)

La distribuzione BT in corrente alternata prevede la porzione di impianto compresa tra il trasformatore MT/BT e gli inverter. Il trasformatore presenta il centro stella del livello BT messo a terra; tali condizioni, analoghe al livello di tensione AT, implicano correnti di guasto verso terra elevate e non risolubili dall'impianto di terra. Pertanto, al fine di garantire la protezione delle persone da tensioni potenzialmente pericolose, verrà sviluppata una distribuzione di tipo TN-S, dove il guasto verso terra sarà risolto se l'impedenza dell'anello di guasto sarà inferiore al seguente rapporto:

$$Z_s = U_o/I_a$$

dove:

- U_o è la tensione nominale verso terra
- I_a è la corrente di intervento della protezione generale entro 5 s (nel caso venga utilizzata la protezione differenziale I_a coinciderà con la corrente differenziale di intervento).

7.6 RISOLUZIONE GUASTO BT (DC CURRENT)

Nella distribuzione DC (dal modulo fino all'inverter) è previsto un sistema con entrambi i poli flottanti (sistema isolato); il primo guasto verso terra è conseguentemente a corrente nulla. Nel caso in cui il primo guasto non fosse rilevato e si verificasse un secondo guasto verso terra, si creerebbero correnti di guasto verso terra dell'ordine di svariati kA, non risolubili dall'impianto di terra in quanto sarebbe necessaria una resistenza di terra MT molto bassa, difficilmente raggiungibile.

Pertanto, al fine di proteggere il sistema e limitare le tensioni di contatto (indicate nella CEI EN 50522) entrambi i poli DC di tutte le stringhe dovranno monitorati costantemente attraverso un controllo dell'isolamento verso terra. Tale controllo avviene attraverso due soglie di allarme:

Una prima soglia (normalmente impostata intorno ai 30 kΩ) al di sotto della quale verrà prodotto un segnale di allarme al sistema SCADA;

Una seconda soglia (normalmente impostata intorno ai 10 kΩ) al di sotto del quale verranno prodotti un segnale di allarme al sistema SCADA e un allarme visibile e udibile in control room.

Il sistema di controllo dell'isolamento deve essere operativo sempre e in ogni condizione.

Secondo l'indicazione degli standard, il primo guasto deve essere chiaramente segnalato e dev'essere tempestivamente risolto; nel caso in cui si verifichi un secondo guasto devono intervenire necessariamente i fusibili lato DC per la protezione dell'impianto contro le sovracorrenti.

8. SCARICHE ATMOSFERICHE

Per la verifica della protezione dell'impianto in oggetto contro le sovratensioni di origine atmosferica deve essere effettuata una valutazione del rischio che tiene conto di:

- Numero all'anno di fulmini su una determinata struttura o area;
- Probabilità che tale evento possa causare danni;
- Danno economico medio in relazione ai danni avvenuti.

La valutazione del rischio è quindi influenzata dalla tipologia di impianto di riferimento e dalle apparecchiature presenti al suo interno.

L'impianto in questione è composto quasi interamente da strutture metalliche collegate direttamente all'impianto di terra, per questo motivo il rischio da fulminazione è minimo. La configurazione dell'impianto adottata prevede l'utilizzo a tutti i livelli di tensione di scaricatori per la protezione dell'impianto contro le sovratensioni. L'impianto pertanto è definito autoprotetto.



9. CAMPI ELETTROMAGNETICI

Le leggi italiane, nazionali e regionali, prevedono che in sede di progettazione di impianti per la produzione e distribuzione di energia elettrica, si debbano applicare criteri specifici per tutelare la popolazione e i lavoratori dai possibili campi elettrici e di induzione magnetica dispersi, individuando i livelli di riferimento per il conseguimento di questo obiettivo. La legislazione e le norme tecniche forniscono gli strumenti per l'analisi e la determinazione dei livelli attesi.

È stato eseguito uno studio finalizzato alla valutazione dei campi elettromagnetici allegato al progetto rif. 3162_6252_PA_PAUR_R10_Rev0_Relazione campi elettromagnetici.



10. ESTRATTO DI CALCOLO

Si riporta di seguito l'estratto di calcolo elettrico eseguito con il software "Ampère" by Electrographics:

Fornitura

Data: 16/01/2025

Tipo di fornitura:	Media tensione
Tensione di fornitura:	15 kV
Corrente di cortocircuito trifase massima:	12,5 kA
Corrente di cortocircuito monofase a terra massima:	6 kA

Parametri elettrici

Potenza totale assorbita:	-5440 kW
Fattore di potenza:	1
Corrente totale di impiego:	209,4 A

Parametri di guasto lato fornitura

Rd a 20° C:	75,8 mohm
Xd:	758,3 mohm
RO a 20° C:	322,3 mohm
XO:	-3223 mohm

Contributo alla corrente di cortocircuito di rete:	0,464 kA
Contributo al guasto monofase franco a terra Igt:	5,51 A

Fornitura

Data: 16/01/2025

Tipo di fornitura:	Media tensione
Tensione di fornitura:	15 kV
Corrente di cortocircuito trifase massima:	12,5 kA
Corrente di cortocircuito monofase a terra massima:	6 kA

Parametri elettrici

Potenza totale assorbita:	-8290 kW
Fattore di potenza:	1
Corrente totale di impiego:	319,1 A

Parametri di guasto lato fornitura

Rd a 20° C:	75,8 mohm
Xd:	758,3 mohm
RO a 20° C:	322,3 mohm
XO:	-3223 mohm

Contributo alla corrente di cortocircuito di rete:	0,697 kA
Contributo al guasto monofase franco a terra Igt:	3,29 A

Dati salienti utenza

Data: 16/01/2025

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kWp]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	I km max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib< = In< = Iz
--------	---------	----------	----------	-------	---------	-------	---------------	------------	--------	--------	---------------	----------------

Cabina Consegna 1 Q Enel 1

ARRIVO	Media	3F	5440	1	5440	1	15,8		0	15000	0	209,4< = 234,6 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	5440	1	5440	1	15,8	3x(1x240)	20	15000	-0,008	209,4< = 234,6< = 388,7 A

Cabina Consegna 2 Q Enel 2

ARRIVO	Media	3F	8290	1	8290	1	15,6		0	15000	0	319,1< = 355 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	8290	1	8290	1	15,6	3x(1x240)	1	15000	-0,001	319,1< = 355< = 388,7 A

Cabina Utente 1 QMT Generale

ARRIVO	Media	3F	5440	1	5440	1	15,8		0	15000	-0,008	209,4< = 234,6 A (Ib< = In)
PARTENZA A	Media	3F	3091	1	3091	1	15,8	3x(1x185)	600	15000	-0,187	119< = 134,6< = 335,7 A
PARTENZA B	Media	3F	2349	1	2349	1	15,8	3x(1x185)	725	15000	-0,172	90,4< = 100< = 335,7 A

Cabina Utente 2 QMT Generale

ARRIVO	Media	3F	8290	1	8290	1	15,6		0	15000	-0,001	319,1< = 355 A (Ib< = In)
PARTENZA A	Media	3F	4132	1	4132	1	15,6	3x(1x185)	40	15000	-0,017	159,1< = 175< = 335,7 A
PARTENZA B	Media	3F	4158	1	4158	1	15,6	3x(1x185)	295	15000	-0,119	160,1< = 180< = 335,7 A

IMPIANTO 1 PS S1.1

ARRIVO	Media	3F	3091	1	3091	1	15,7		0	15000	-0,187	119< = 134,6 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	1545	1	1545	1	15,8	3x(1x185)	275	15000	-0,227	59,5< = 67,3< = 335,7 A
Protez. TRASFORMATORE	Media	3F	1545	1	1545	1	15,8		0	15000	-0,187	59,5< = 67,3 A (Ib< = In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1545	1	1545	1	15,8		0	15000	-0,985	59,5< = 67,3 A (Ib< = In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+ N	1549	1	1549	1	29,6		0	540	0	1656< = 1870 A (Ib< = In)
INVERTER	IT	3F+ N	1549	1	1549	1	29,6		0	540	0	1656< = 1650 A (Ib< = In)

Dati salienti utenza

Data: 16/01/2025

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kWp]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	l km max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib<=In<=Iz
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,94		1	1,6	2x(1x6)	80	1080	-0,443	13,8<=17<=34,2 A

IMPIANTO 1 PS S3.1

ARRIVO	Media	3F	2349	1	2349	1	15,9		0	15000	-0,172	90,4<=100 A (Ib<=In)
PARTENZA	Media	3F	1545	1	1545	1	16	3x(1x185)	215	15000	-0,204	59,5<=67,3<=335,7 A
Protez.TRASFORMATORE	Media	3F	803,6	1	803,6	1	16		0	15000	-0,172	30,9<=35 A (Ib<=In)
TRASFORMATORE	Media	3F	803,6	1	803,6	1	16		0	15000	-0,629	30,9<=35 A (Ib<=In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+N	806,7	1	806,7	1	29,6		0	540	0	862,5<=972,2 A (Ib<=In)
INVERTER	IT	3F+N	806,7	1	806,7	1	29,6		0	540	0	862,5<=1650 A (Ib<=In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,94		1	0,829	2x(1x6)	80	1076	-0,781	13,8<=17<=34,2 A

IMPIANTO 1 PS S1.2

ARRIVO	Media	3F	1545	1	1545	1	15,6		0	15000	-0,227	59,5<=67,3 A (Ib<=In)
PARTENZA	Media	3F	0	1	0	0,9	15,7		0	15000	-0,227	0<=67,3 A (Ib<=In)
Protez.TRASFORMATORE	Media	3F	1545	1	1545	1	15,6		0	15000	-0,227	59,5<=67,3 A (Ib<=In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1545	1	1545	1	15,6		0	15000	-1,02	59,5<=67,3 A (Ib<=In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+N	1549	1	1549	1	29,5		0	540	0	1656<=1870 A (Ib<=In)
INVERTER	IT	3F+N	1549	1	1549	1	29,5		0	540	0	1656<=1650 A (Ib<=In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,94		1	1,6	2x(1x6)	80	1080	-0,443	13,8<=17<=34,2 A

IMPIANTO 1 PS S1.3

ARRIVO	Media	3F	1545	1	1545	1	15,8		0	15000	-0,204	59,5<=67,3 A (Ib<=In)
PARTENZA	Media	3F	0	1	0	0,9	15,9		0	15000	-0,204	0<=67,3 A (Ib<=In)
Protez.TRASFORMATORE	Media	3F	1545	1	1545	1	15,8		0	15000	-0,204	59,5<=67,3 A (Ib<=In)

Dati salienti utenza

Data: 16/01/2025

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kWp]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	I km max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib <= In <= Iz
TRASFORMATORE	Media	3F	1545	1	1545	1	15,8		0	15000	-1	59,5 <= 67,3 A (Ib <= In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+N	1549	1	1549	1	29,5		0	540	0	1656 <= 1870 A (Ib <= In)
INVERTER	IT	3F+N	1549	1	1549	1	29,5		0	540	0	1656 <= 1650 A (Ib <= In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,94		1	1,6	2x(1x6)	80	1080	-0,443	13,8 <= 17 <= 34,2 A

IMPIANTO 2 PS S2.1

ARRIVO	Media	3F	4132	1	4132	1	15,6		0	15000	-0,017	159,1 <= 175 A (Ib <= In)
PARTENZA	Media	3F	2755	1	2755	1	15,7	3x(1x185)	215	15000	-0,073	106 <= 120 <= 335,7 A
Protez. TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,017	53 <= 60 A (Ib <= In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,749	53 <= 60 A (Ib <= In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+N	1380	1	1380	1	29,8		0	540	0	1476 <= 1667 A (Ib <= In)
INVERTER	IT	3F+N	1380	1	1380	1	29,8		0	540	0	1476 <= 1650 A (Ib <= In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,83		1	1,61	2x(1x6)	80	1080	-0,391	12,2 <= 16,9 <= 34,2 A

IMPIANTO 2 PS S2.6

ARRIVO	Media	3F	4158	1	4158	1	15,7		0	15000	-0,119	160,1 <= 180 A (Ib <= In)
PARTENZA	Media	3F	2768	1	2768	1	15,7	3x(1x185)	145	15000	-0,157	106,5 <= 120 <= 335,7 A
Protez. TRASFORMATORE	Media	3F	1391	1	1391	1	15,8		0	15000	-0,119	53,5 <= 60 A (Ib <= In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1391	1	1391	1	15,8		0	15000	-0,854	53,5 <= 60 A (Ib <= In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+N	1394	1	1394	1	29,7		0	540	0	1490 <= 1667 A (Ib <= In)
INVERTER	IT	3F+N	1394	1	1394	1	29,7		0	540	0	1490 <= 1650 A (Ib <= In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,83		1	1,63	2x(1x6)	80	1080	-0,391	12,2 <= 16,9 <= 34,2 A

Dati salienti utenza

Data: 16/01/2025

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kWp]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	l km max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib< = In< = Iz
--------	---------	----------	-------------	-------	------------	-------	------------------	------------	--------	--------	------------------	----------------

IMPIANTO 2 PS S2.2

ARRIVO	Media	3F	2755	1	2755	1	15,7		0	15000	-0,073	106< = 120 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7	3x(1x185)	265	15000	-0,109	53< = 60< = 335,7 A
Protez. TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,073	53< = 60 A (Ib< = In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,804	53< = 60 A (Ib< = In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+ N	1380	1	1380	1	29,7		0	540	0	1476< = 1667 A (Ib< = In)
INVERTER	IT	3F+ N	1380	1	1380	1	29,7		0	540	0	1476< = 1650 A (Ib< = In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,83		1	1,61	2x(1x6)	80	1080	-0,391	12,2< = 16,9< = 34,2 A

IMPIANTO 2 PS S2.5

ARRIVO	Media	3F	2768	1	2768	1	15,7		0	15000	-0,157	106,5< = 120 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7	3x(1x185)	135	15000	-0,175	53< = 60< = 335,7 A
Protez. TRASFORMATORE	Media	3F	1391	1	1391	1	15,7		0	15000	-0,157	53,5< = 60 A (Ib< = In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1391	1	1391	1	15,7		0	15000	-0,891	53,5< = 60 A (Ib< = In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+ N	1394	1	1394	1	29,7		0	540	0	1490< = 1667 A (Ib< = In)
INVERTER	IT	3F+ N	1394	1	1394	1	29,7		0	540	0	1490< = 1650 A (Ib< = In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,83		1	1,63	2x(1x6)	80	1080	-0,391	12,2< = 16,9< = 34,2 A

IMPIANTO 2 PS S2.3

ARRIVO	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,109	53< = 60 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	0	1	0	0,9	15,7		0	15000	-0,109	0< = 60 A (Ib< = In)
Protez. TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,109	53< = 60 A (Ib< = In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,838	53< = 60 A (Ib< = In)

Dati salienti utenza

Data: 16/01/2025

Utenza	Sistema	Circuito	Pn [kWp]	Coef.	Pd [kW]	Cosfi	I km max [kA]	Formazione	Lc [m]	Vn [V]	CdtT (Ib) [%]	Ib< = In< = Iz
INVERTER-Prot.	IT	3F+ N	1380	1	1380	1	29,6		0	540	0	1476< = 1667 A (Ib< = In)
INVERTER	IT	3F+ N	1380	1	1380	1	29,6		0	540	0	1476< = 1650 A (Ib< = In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,83		1	1,61	2x(1x6)	80	1080	-0,391	12,2< = 16,9< = 34,2 A

IMPIANTO 2 PS S2.4


ARRIVO	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,175	53< = 60 A (Ib< = In)
PARTENZA	Media	3F	0	1	0	0,9	15,8		0	15000	-0,175	0< = 60 A (Ib< = In)
Protez.TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,175	53< = 60 A (Ib< = In)
TRASFORMATORE	Media	3F	1377	1	1377	1	15,7		0	15000	-0,903	53< = 60 A (Ib< = In)
INVERTER-Prot.	IT	3F+ N	1380	1	1380	1	29,6		0	540	0	1476< = 1667 A (Ib< = In)
INVERTER	IT	3F+ N	1380	1	1380	1	29,6		0	540	0	1476< = 1650 A (Ib< = In)
STRINGS	IT	Continua	15,8	0,83		1	1,61	2x(1x6)	80	1080	-0,391	12,2< = 16,9< = 34,2 A

Cavetteria


Data: 16/01/2025

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	I solante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K²S² F [A²s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						



Cabina Consegna 1 Q Enel 1

PARTENZA	3x(1x240)	ALLUMINIO	20	388,7	47,4	30	-0,008	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	51,9	4,875*10 ⁸	-0,009	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						



Cabina Consegna 2 Q Enel 2

PARTENZA	3x(1x240)	ALLUMINIO	1	388,7	70,4	30	-0,001	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	80	4,875*10 ⁸	-0,001	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

Cabina Utente 1 QMT Generale

PARTENZA A	3x(1x185)	ALLUMINIO	600	335,7	37,5	30	-0,187	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	39,6	2,897*10 ⁸	-0,214	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						
PARTENZA B	3x(1x185)	ALLUMINIO	725	335,7	34,4	30	-0,172	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	35,3	2,897*10 ⁸	-0,193	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

Cabina Utente 2 QMT Generale



PARTENZA A	3x(1x185)	ALLUMINIO	40	335,7	43,5	30	-0,017	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	46,3	2,897* 10 ⁸	-0,018	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						
PARTENZA B	3x(1x185)	ALLUMINIO	295	335,7	43,6	30	-0,119	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	47,2	2,897* 10 ⁸	-0,135	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

Cavetteria


Data: 16/01/2025

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	Isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K²S² F [A²s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						


IMPIANTO 1 PS S1.1

PARTENZA	3x(1x185)	ALLUMINIO	275	335,7	31,9	30	-0,227	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	32,4	2,897*10 ⁸	-0,261	
	CEI 11-17 (Media)		L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)					
STRINGS	2x(1x6)	RAME	80	34,2	39,8	30	-0,443	
	H1Z2Z2-K	HEPR	3	0,644	44,8	7,362*10 ⁵	-1,09	
	IEC 60364-5-52 Ed.3		71(D1) - Single-core cable in conduit or in cable ducting in the ground					


IMPIANTO 1 PS S3.1

PARTENZA	3x(1x185)	ALLUMINIO	215	335,7	31,9	30	-0,204	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	32,4	2,897* 10 ⁸	-0,23	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

IMPIANTO 2 PS S2.1

PARTENZA	3x(1x185)	ALLUMINIO	215	335,7	36	30	-0,073	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	37,7	2,897* 10 ⁸	-0,084	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

IMPIANTO 2 PS S2.6


PARTENZA	3x(1x185)	ALLUMINIO	145	335,7	36	30	-0,157	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	37,7	2,897* 10 ⁸	-0,179	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

Cavetteria


Data: 16/01/2025

Utenza	Formazione	Materiale	Lc [m]	Iz [A]	T (Ib) [°C]	Tamb [°C]	CdtT (Ib) [%]	Posa cavo
	Designazione	I isolante	Pross.	k decl.	T (In) [°C]	K²S² F [A²s]	CdtT (In) [%]	
	Tab. posa	Tipo posa						

IMPIANTO 2 PS S2.2

PARTENZA	3x(1x185)	ALLUMINIO	265	335,7	31,5	30	-0,109	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	31,9	2,897* 10 ⁸	-0,124	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

IMPIANTO 2 PS S2.5

PARTENZA	3x(1x185)	ALLUMINIO	135	335,7	31,5	30	-0,175	
	ARG16H1R12 12/20 kV	HEPR	1	0,93	31,9	2,897* 10 ⁸	-0,2	
	CEI 11-17 (Media)	L - Cavi unipolari direttamente interrati (trifoglio)						

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Delta I km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]

Cabina Consegna 1 Q Enel 1

ARRIVO	15,8	0,315	Fase-PE	0	15,8	15,8	37,4	14,3	11,7	27,9	9,56
	9555	-0,609	12,5	29,8	11,4				10,8	25,8	9,84
PARTENZA	15,8	0,315	Fase-PE	0	15,9	15,8	37,4	14,3	11,7	27,9	9,51
	9513	-0,607	12,5	29,8	11,3				10,8	25,8	9,81

Cabina Consegna 2 Q Enel 2

ARRIVO	15,6	0,338	Fase-PE	0	15,7	15,6	36,3	14,1	11,7	27,5	9,54
	9537	-0,609	12,5	29,3	11,4				10,8	25,3	9,84
PARTENZA	15,6	0,338	Fase-PE	0	15,7	15,6	36,3	14,1	11,7	27,5	9,54
	9535	-0,609	12,5	29,3	11,4				10,8	25,3	9,84

Cabina Utente 1 QMT Generale

ARRIVO	15,8	0,32	Fase-PE	0	15,9	15,8	37,3	14,3	11,7	27,7	9,51
	9513	-0,607	12,5	29,6	11,3				10,8	25,6	9,81
PARTENZA A	15,8	0,308	Fase-PE	0	15,8	15,7	37,3	14	11	27,7	8,03
	8035	-0,489	11,3	29,6	10,2				9,77	25,6	8,81
PARTENZA B	15,8	0,308	Fase-PE	0	16	15,9	37,3	14,2	11	27,7	8,03
	8030	-0,502	11,2	29,6	10,1				9,71	25,6	8,77

Cabina Utente 2 QMT Generale

ARRIVO	15,6	0,338	Fase-PE	0	15,7	15,6	36,3	14,1	11,7	27,5	9,54
	9535	-0,609	12,5	29,3	11,4				10,8	25,3	9,84
PARTENZA A	15,6	0,321	Fase-PE	0	15,7	15,6	36,3	14,2	11,7	27,5	9,46
	9464	-0,581	12,5	29,3	11,4				10,8	25,3	9,84

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Delta I km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]
PARTENZA B	15,6	0,321	Fase-PE	0	15,8	15,7	36,3	14,2	11,5	27,5	8,92
	8917	-0,547	12	29,3	10,9				10,4	25,3	9,44

IMPIANTO 1 PS S1.1

ARRIVO	15,7	0,479	Fase-PE	0	15,8	15,7	33	14	11	23,2	8,03
	8035	-0,489	11,3	23,7	10,2				9,77	20,5	8,81
PARTENZA	15,8	0,473	Fase-PE	0	15,7	15,6	33	13,6	10,8	23,2	7,43
	7429	-0,439	10,8	23,7	9,68				9,35	20,5	8,38
Protez. TRASFORMATORE	15,8	0,473	Fase-PE	0	15,8	15,8	33	14	11,1	23,2	8,05
	8052	-0,479	11,3	23,7	10,2				9,8	20,5	8,84
TRASFORMATORE	15,8	0,473	Fase-PE	0	30,3	0	33	0	24,3	23,2	21,3
	21324	1	28	23,7	24,6	29,6		25,9	24,3	20,5	21,3
INVERTER-Prot.	29,6	0,172	Fase-N	0	30,3	0	0	0	24,3	50,5	21,3
	21324	1	28	58,3	24,6	29,6	61,5	25,9	24,3	50,5	21,3
INVERTER	29,6	0,172	Fase-N	0	1,76	0	0	0		50,5	
	759,4	1		58,3		0	61,5	0		50,5	
STRINGS	1,6	1	Fase-N	0	0	0	0	0			
	761,3	1				0	1,6	0			

IMPIANTO 1 PS S3.1

ARRIVO	15,9	0,473	Fase-PE	0	16	15,9	33,7	14,2	11	23,2	8,03
	8030	-0,502	11,2	23,8	10,1				9,71	20,6	8,77
PARTENZA	16	0,467	Fase-PE	0	15,9	15,8	33,7	13,9	10,8	23,2	7,56
	7562	-0,461	10,8	23,8	9,75				9,4	20,6	8,45

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Deltal km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]
Protez. TRASFORMATORE	16	0,467	Fase-PE	0	16	16	33,7	14,2	11	23,2	8,05
	8047	-0,492	11,3	23,8	10,2				9,75	20,6	8,8
TRASFORMATORE	16	0,467	Fase-PE	0	30,2	0	33,7	0	24,3	23,2	21,3
	21313	1	28	23,8	24,6	29,6		25,9	24,3	20,6	21,3
INVERTER-Prot.	29,6	0,172	Fase-N	0	30,2	0	0	0	24,3	50,5	21,3
	21313	0,644	28	58,3	24,6	29,6	61,5	25,9	24,3	50,5	21,3
INVERTER	29,6	0,172	Fase-N	0	0,909	0	0	0		50,5	
	393	1		58,3		0	61,5	0		50,5	

IMPIANTO 1 PS S1.3

ARRIVO	15,8	0,523	Fase-PE	0	15,9	15,8	32,4	13,9	10,8	22	7,56
	7562	-0,461	10,8	22,2	9,75				9,4	19,2	8,45
PARTENZA	15,9	0,517	Fase-PE	0	15,9	15,9	32,4	14	10,8	22	7,58
	7582	-0,451	10,9	22,2	9,8				9,43	19,2	8,48
Protez. TRASFORMATORE	15,8	0,523	Fase-PE	0	15,9	15,8	32,4	13,9	10,8	22	7,56
	7562	-0,461	10,8	22,2	9,75				9,4	19,2	8,45
TRASFORMATORE	15,8	0,523	Fase-PE	0	30,2	0	32,4	0	24,2	22	21,2
	21241	1	27,9	22,2	24,5	29,5		25,9	24,2	19,2	21,2

IMPIANTO 1 PS S1.2

ARRIVO	15,6	0,543	Fase-PE	0	15,7	15,6	31,3	13,6	10,8	21,6	7,43
	7429	-0,439	10,8	21,7	9,68				9,35	18,8	8,38
PARTENZA	15,7	0,537	Fase-PE	0	15,7	15,7	31,3	13,7	10,8	21,6	7,45
	7451	-0,429	10,8	21,7	9,73				9,38	18,8	8,42

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Deltal km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]
Protez. TRASFORMATORE	15,6	0,543	Fase-PE	0	15,7	15,6	31,3	13,6	10,8	21,6	7,43
	7429	-0,439	10,8	21,7	9,68				9,35	18,8	8,38
TRASFORMATORE	15,6	0,543	Fase-PE	0	30,2	0	31,3	0	24,2	21,6	21,2
	21232	1	27,9	21,7	24,5	29,5		25,9	24,2	18,8	21,2
INVERTER-Prot.	29,5	0,175	Fase-N	0	30,2	0	0	0	24,2	50,1	21,2
	21232	1	27,9	57,8	24,5	29,5	61	25,9	24,2	50,1	21,2
INVERTER	29,5	0,175	Fase-N	0	1,76	0	0	0		50,1	
	759,4	1		57,8		0	61	0		50,1	

IMPIANTO 2 PS S2.1

ARRIVO	15,6	0,33	Fase-PE	0	15,7	15,6	36,1	14,2	11,7	27,2	9,46
	9464	-0,581	12,5	28,9	11,4				10,8	25	9,84
PARTENZA	15,7	0,324	Fase-PE	0	15,8	15,7	36,1	14,2	11,5	27,2	8,92
	8924	-0,536	12,1	28,9	10,9				10,4	25	9,47
Protez. TRASFORMATORE	15,7	0,319	Fase-PE	0	15,7	15,7	36,1	14,2	11,8	27,2	9,48
	9480	-0,565	12,5	28,9	11,4				10,9	25	9,88
TRASFORMATORE	15,7	0,319	Fase-PE	0	30,4	0	36,1	0	24,5	27,2	21,5
	21521	1	28,3	28,9	24,9	29,8		26,1	24,5	25	21,5
INVERTER-Prot.	29,8	0,166	Fase-N	0	30,4	0	0	0	24,5	51,4	21,5
	21521	1	28,3	59,3	24,9	29,8	62,4	26,1	24,5	51,4	21,5
INVERTER	29,8	0,166	Fase-N	0	1,77	0	0	0		51,4	
	766,7	1		59,3		0	62,4	0		51,4	

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Delta I km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]

IMPIANTO 2 PS S2.6

ARRIVO	15,7	0,388	Fase-PE	0	15,8	15,7	34,7	14,2	11,5	25,5	8,92
	8917	-0,547	12	26,6	10,9				10,4	23,1	9,44
PARTENZA	15,7	0,382	Fase-PE	0	15,8	15,7	34,7	14,1	11,3	25,5	8,57
	8570	-0,515	11,7	26,6	10,6				10,2	23,1	9,21
Protez. TRASFORMATORE	15,8	0,377	Fase-PE	0	15,8	15,8	34,7	14,2	11,5	25,5	8,94
	8940	-0,53	12,1	26,6	11				10,5	23,1	9,49
TRASFORMATORE	15,8	0,377	Fase-PE	0	30,4	0	34,7	0	24,4	25,5	21,4
	21449	1	28,2	26,6	24,8	29,7		26	24,4	23,1	21,4
INVERTER-Prot	29,7	0,169	Fase-N	0	30,4	0	0	0	24,4	51,1	21,4
	21449	0,64	28,2	59	24,8	29,7	62	26	24,4	51,1	21,4
INVERTER	29,7	0,169	Fase-N	0	1,79	0	0	0		51,1	
	774	1		59		0	62	0		51,1	

IMPIANTO 2 PS S2.2

ARRIVO	15,7	0,384	Fase-PE	0	15,8	15,7	34,6	14,2	11,5	25,5	8,92
	8924	-0,536	12,1	26,6	10,9				10,4	23	9,47
PARTENZA	15,7	0,379	Fase-PE	0	15,7	15,7	34,6	14	11,2	25,5	8,28
	8281	-0,485	11,5	26,6	10,4				9,99	23	9,03
Protez. TRASFORMATORE	15,7	0,379	Fase-PE	0	15,8	15,7	34,6	14,2	11,6	25,5	8,94
	8937	-0,528	12,1	26,6	11				10,5	23	9,5
TRASFORMATORE	15,7	0,379	Fase-PE	0	30,4	0	34,6	0	24,4	25,5	21,5
	21451	1	28,2	26,6	24,8	29,7		26	24,4	23	21,5

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Delta I km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]
INVERTER-Prot.	29,7	0,169	Fase-N	0	30,4	0	0	0	24,4	51,1	21,5
	21451	1	28,2	58,9	24,8	29,7	62	26	24,4	51,1	21,5
INVERTER	29,7	0,169	Fase-N	0	1,77	0	0	0		51,1	
	766,7	1		58,9		0	62	0		51,1	

IMPIANTO 2 PS S2.5

ARRIVO	15,7	0,422	Fase-PE	0	15,8	15,7	33,8	14,1	11,3	24,4	8,57
	8570	-0,515	11,7	25,3	10,6				10,2	21,9	9,21
PARTENZA	15,7	0,416	Fase-PE	0	15,8	15,7	33,8	14	11,2	24,4	8,26
	8256	-0,485	11,5	25,3	10,4				9,96	21,9	9
Protez. TRASFORMATORE	15,7	0,416	Fase-PE	0	15,8	15,7	33,8	14,1	11,4	24,4	8,58
	8584	-0,506	11,8	25,3	10,7				10,2	21,9	9,24
TRASFORMATORE	15,7	0,416	Fase-PE	0	30,3	0	33,8	0	24,4	24,4	21,4
	21402	1	28,1	25,3	24,7	29,7		26	24,4	21,9	21,4
INVERTER-Prot.	29,7	0,17	Fase-N	0	30,3	0	0	0	24,4	50,8	21,4
	21402	1	28,1	58,7	24,7	29,7	61,8	26	24,4	50,8	21,4
INVERTER	29,7	0,17	Fase-N	0	1,79	0	0	0		50,8	
	774	1		58,7		0	61,8	0		50,8	

IMPIANTO 2 PS S2.4

ARRIVO	15,7	0,453	Fase-PE	0	15,8	15,7	33	14	11,2	23,6	8,26
	8256	-0,485	11,5	24,2	10,4				9,96	20,9	9
PARTENZA	15,8	0,447	Fase-PE	0	15,8	15,8	33	14,1	11,3	23,6	8,27
	8273	-0,476	11,5	24,2	10,4				10	20,9	9,04

Correnti di guasto sistemi trifase

Data: 16/01/2025

Utenza	I km max [kA]	/_I km max	I km max by	Delta I km max [kA]	I kv max [kA]	I k1ftmax [kA]	I p1ft [kA]	I k1ftmin [kA]	I k2ftmax [kA]	I p2ft [kA]	I k2ftmin [kA]
	I magmax [A]	/_I magmax	I k max [kA]	I p [kA]	I k min [kA]	I k1fnmax [kA]	I p1fn [kA]	I k1fnmin [kA]	I k2max [kA]	I p2 [kA]	I k2min [kA]
Protez. TRASFORMATORE	15,7	0,453	Fase-PE	0	15,8	15,7	33	14	11,2	23,6	8,26
	8256	-0,485	11,5	24,2	10,4				9,96	20,9	9
TRASFORMATORE	15,7	0,453	Fase-PE	0	30,3	0	33	0	24,3	23,6	21,4
	21357	1	28,1	24,2	24,7	29,6		26	24,3	20,9	21,4
INVERTER-Prot.	29,6	0,172	Fase-N	0	30,3	0	0	0	24,3	50,6	21,4
	21357	1	28,1	58,4	24,7	29,6	61,6	26	24,3	50,6	21,4
INVERTER	29,6	0,172	Fase-N	0	1,77	0	0	0		50,6	
	766,7	1		58,4		0	61,6	0		50,6	