



Regione Sicilia

Libero consorzio comunale di Trapani

Comune di Erice

Impianto agrivoltaico "ERICE" di potenza installata pari a 940 kWp da realizzarsi nel Comune di Erice

PROGETTO DEFINITIVO

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	23/06/2026	Prima Stesura	GREEN FUTURE	Dott. G. Filiberto	

PROGETTISTA

GREEN FUTURE Srl

Sede Legale: Via U. Maddalena, 92

Sede operativa: Corso Calatafimi, 421

90100 - Palermo, Italia

info@greenfuture.it

Dott. Giuseppe Filiberto

Ing. Alessio Furlotti

Arch. Pianif. Giovanna Filiberto

Ing. Ilaria Vinci

Ing. Fabiana Marchese

Ing. Daniela Chifari

Dott. Geol. Ulisse Furlotti

Green Future s.r.l. unipersonale
L'Amministratore
Giuseppe Filiberto

CLIENTE

ERICE S.r.l.

Sede legale Milano (MI) Largo Card. I.
Schuster, 1 CAP 20122

P.IVA 14408150960

TITOLO ELABORATO

RELAZIONE DI CALCOLO ELETTRICO E VERIFICA CEM

CODICE ELABORATO

ERICE_EL06_REV00

SCALA

-

DATA

Giugno 2026

TIPOLOGIA-ANNO

AGV26

COD. PROGETTO

ERICE

N. ELABORATO

EL06

REVISIONE

00



Sommario

1. PREMESSA.....	6
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	8
2.1. Leggi e decreti.....	8
2.2. Deliberazioni AEEG	10
2.3. Norme.....	11
2.3.1. Criteri di progetto e documentazione.....	11
2.3.2. Sicurezza elettrica	11
2.3.3. Fotovoltaico.....	11
2.3.4. Quadri elettrici.....	12
2.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti.....	12
2.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori	13
2.3.7. Conversione della potenza	14
2.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni.....	14
2.3.9. Dispositivi di potenza	15
2.3.10. Compatibilità elettromagnetica	15
2.3.11. Energia solare.....	16
2.3.12. Altri documenti	16
2.4. Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici	16
3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	17
3.1. Descrizione dell'impianto	17
3.2. Caratteristiche tecniche dei componenti	19
3.2.1. Moduli Fotovoltaici	19
3.2.2. Inverter	20
3.2.3. Trasformatore BT/MT	22
4. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO.....	23
4.1. Coordinamento tra le tensioni dell'inverter e del generatore	23
5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA.....	24



5.1. Dimensionamento cavi di stringa	24
5.2. Caduta di tensione cavi lato cc	26
5.2.1. Tratto di collegamento in serie dei moduli FV (18 moduli)	27
5.2.2. Tratto di collegamento tra le stringhe ed inverter	28
6. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA	33
6.1. Dimensionamento cavi uscita Inverter	33
6.2. Dimensionamento cavi dalla sbarra di parallelo al trasformatore	36
6.3. Dimensionamento cavi lato MT in uscita dal trasformatore	38
7. SCELTA DEI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE	39
7.1. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG)	39
7.2. Messa a terra del trasformatore	40
7.3. Scelta dispositivo generale di protezione lato BT	40
7.4. Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG)	41
7.5. Scelta dispositivo di Interfaccia in MT (DI & SPI)	42
8. POSA DEI CAVI	42
9. QUADRI IN CORRENTE CONTINUA	44
9.1. Quadri di parallelo stringhe	44
10. QUADRI IN BASSA TENSIONE	45
10.1. Quadro protezione inverter	45
10.2. Barre parallelo BT e quadro	45
11. QUADRO MT	45
12. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE	46
13. MISURA DELL'ENERGIA	47
13.1. Competenze relative ai misuratori	47
14. COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE	47
14.1. Misure e prove	49
14.2. Misure di tensione e di corrente	50
$ISC_{gen} = 0,95 \cdot n \cdot ISC_{mod}$	51
14.3. Misure di potenza (prestazioni)	51



14.4. Prova dell'inverter	51
Prova di avviamento	51
Prova di mancanza rete	51
15. CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO	52
16. CAMPI ELETTRICI	52
16.1. Moduli fotovoltaici.....	52
16.2. Inverter	53
16.3. Le linee elettriche	53
16.4. Le linee elettriche interrate a MT	54
16.5. Calcolo e verifica dei campi ELF emessi dalla linea interrata in esame	55
16.6. Condizioni di carico e ipotesi di calcolo	56
16.7. Risultati del calcolo per il cavidotto in MT interrato tra la cabina di trasformazione e la cabina di consegna.....	57
16.8. Calcolo Induzione magnetica per il cavidotto BT interrato tra gli inverter e la cabina di trasformazione.....	58
16.9. Campi elettrici e campi magnetici nelle cabine MT/BT	60
16.10. Conclusioni.....	62

Indice delle figure

Figura 1 - Inquadramento area di progetto su ortofoto	7
Figura 2 - Esempio di guasto a terra	25
Figura 3 - Scheda tecnica cavi in alluminio	32
Figura 4 – Particolare Sezione cavidotti elettrici	44
Figura 5 – Schema tipico di posa del cavo entro cavidotto.....	56
Figura 6 –tipico cavi BT nello stesso scavo	59

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Dati generali di progetto	7
---	---



Tabella 2 - Caratteristiche tecniche impianto	19
Tabella 3 - Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici	20
Tabella 4 - Caratteristiche tecniche dell'inverter 125 kW	22
Tabella 5 - Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT	23
Tabella 6 Calcolo caduta di tensione uscita inverter (AC) con cavi in alluminio	35
Tabella 7 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT	38
Tabella 8 Caratteristiche quadro MT	45
Tabella 9 Collaudo e verifica periodica dei vari elementi d'impianto	49



1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la **ERICE S.r.l.** con sede in Largo Card. I. Schuster, 1 cap. 20122 nel Comune di Milano (MI), codice fiscale e Partita IVA 14408150960, propone di avviare un progetto per la realizzazione di un nuovo **impianto agrivoltaico** denominato “**ERICE**” nel Comune di Erice in Via Baglio Canta.

L'area catastale su cui insisterà l'impianto è di circa **2,35 ha**.

L'impianto, con **potenza nominale** pari a **938,70 kWp**, sarà allacciato (come previsto dalla TICA, Codice rintracciabilità: **504447547**) alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), per una potenza in immissione richiesta di **900 Kw**, tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata **in entra/esci in linea MT interrata**.

L'intervento consiste nella realizzazione di uno scavo con posa di n°2 nuovi elettrodotti interrati all'interno dello stesso scavo costituiti da n.ro 2 cavi a elica visibile del tipo 3x1x185 mmq in entra/esci intercettando la linea MT interrata esistente denominata “Napola” situata in Via Baglio Canta, snc sino alla nuova cabina del cliente per una lunghezza complessiva di circa 80m.

Infine si procederà all'installazione di n°1 nuova cabina prefabbricata di consegna del tipo DG2061/7 ed.9 che verrà ubicata nel **Foglio di mappa n°262 particella 13** del comune di Erice (TP).

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche tecniche dell'impianto, finalizzato all'utilizzo delle risorse naturali del sole quale energia pulita, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di sostanze nocive responsabili del degrado ambientale.

La Società proponente intende realizzare l'impianto agrivoltaico in oggetto, ponendosi come obiettivo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile coerentemente agli indirizzi stabiliti in ambito nazionale e internazionale, volti alla riduzione delle emissioni dei gas serra ed alla promozione di un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario.

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



DATI GENERALI DI PROGETTO	
Luogo di installazione	Comune di Erice
Denominazione impianto	ERICE
Potenza nominale	938,70 kWp
Informazioni generali del sito	Sito caratterizzato da strada comunale esistente (Via Baglio Canta), dalla quale è possibile accedere direttamente al sito.
Connessione	Nuovo elettrodotto interrato in Media Tensione a 20 KV collegato in entra/esci ad elettrodotto interrato esistente
Coordinate impianto agrivoltaico	37°59'24.25"N, 12°38'40.51"E
Coordinate cabina di consegna	37°59'19.10"N, 12°38'35.01"E

Tabella 1 - Dati generali di progetto

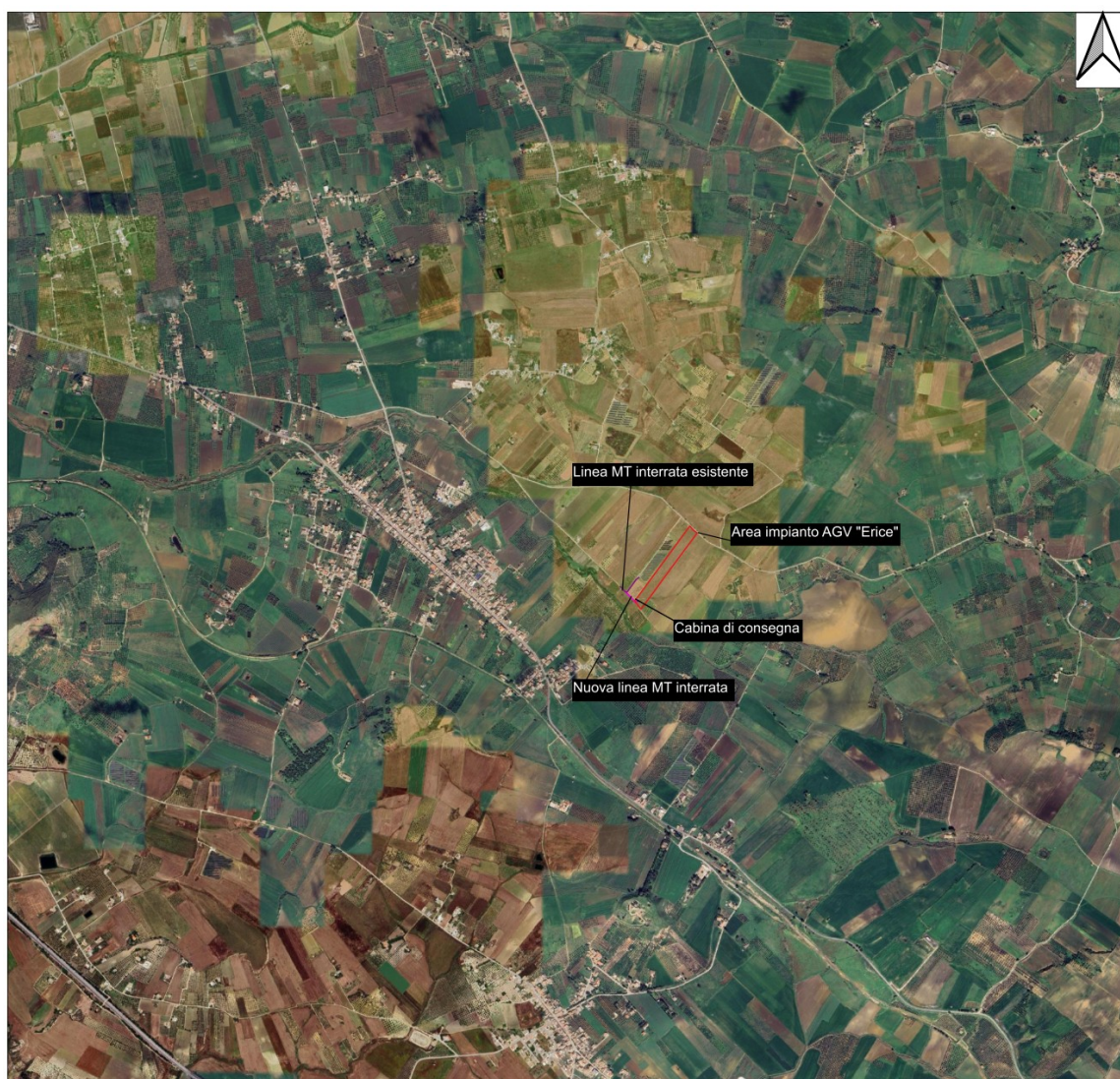


Figura 1 - Inquadramento area di progetto su ortofoto



2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

I riferimenti normativi riportati di seguito possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

2.1. Leggi e decreti

- D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro".
- Legge 1° marzo 1968, n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici".
- Legge 5 novembre 1971, N. 1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 "Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione".
- Legge 5 marzo 1990, n.46 "Norme tecniche per la sicurezza degli impianti". Abrogata dall'entrata in vigore del D.M n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 "Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza".
- D.L. 19 settembre 1994, n. 626 e ss.mm.ii "Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro".
- D.M. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 "Istruzioni per l'applicazione del D.L. 16 gennaio 1996".



- D.L. del Governo n° 242 del 19/03/1996 “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro”.
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993”.
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 “Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione”.
- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.
- D.M. 11 novembre 1999 “Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79”.
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d'energia”.
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 “Testo unico norme tecniche per le costruzioni”.
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni.
- D.M. 28 luglio 2005 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- D.M. 6 febbraio 2006 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387”.
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17 “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- D.lgs. 22 gennaio 2008, n. 37 “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”.



- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro".

2.2. Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 - Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.
- Delibera 281/05 - Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore a 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06 - Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 - Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 - Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 88/07 - Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera n. 90/07 - Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 280/07 - Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08 - Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 119/08 - Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.



2.3. Norme

2.3.1. Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici";
- CEI EN 60445: "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico".

2.3.2. Sicurezza elettrica

- CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".
- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua".
- CEI 64-12: "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario".
- CEI 64-14: "Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori".
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)".
- CEI 64-57: "Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita".
- CEI EN 61140: "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

2.3.3. Fotovoltaico

- CEI EN 60891 (82-5) "Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento".
- CEI EN 60904-1 (82-1) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione".
- CEI EN 60904-2 (82-1) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento".
- CEI EN 60904-3 (82-3) "Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento".
- CEI EN 61173 (82-4) "Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida".



- CEI EN 61215 (82-8) “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo”.
- CEI EN 61277 (82-17) “Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida”.
- CEI EN 61345 (82-14) “Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61701 (82-18) “Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61724 (82-15) “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”.
- CEI EN 61727 (82-9) “Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete”.
- CEI EN 61730-1 (82-27) “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione”.
- CEI EN 61730-2 “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61829 (82-16) “Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V”.
- CEI EN 62093 (82-24) “Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”.

2.3.4. Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”.
- CEI EN 60439-3 (17-13/3) “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”.
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”.

2.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti

- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”.



- CEI 11-20, V1 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”.
- CEI EN 50110-1 (11-40) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”.

2.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.
- CEI 20-19/13 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”.
- CEI 20-19/14 “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”.
- CEI 20-19/16 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”.
- CEI 20-20/1 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-20/3 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/4 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/5 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili”.
- CEI 20-20/9 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”.
- CEI 20-20/12 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”.



- CEI 20-20/14 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”.
- CEI-UNEL 35024-1 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”.
- CEI-UNEL 35026 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777”.
- CEI 20-40 “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”.
- CEI 20-67 “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”.
- CEI EN 50086-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI EN 50086-2-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”.
- CEI EN 50086-2-2 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”.
- CEI EN 50086-2-3 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”.
- CEI EN 50086-2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”.
- CEI EN 60423 (23-26) “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”.

2.3.7. Conversione della potenza

- CEI 22-2 “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”.
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”.
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”.
- CEI UNI EN 455510-2-4 “Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza”.

2.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI 81-3 “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”.



- CEI 81-4 "Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine";
- CEI 81-8 "Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione".
- CEI 81-10 "Protezione contro i fulmini".
- CEI EN 50164-1 (81-5) "Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione".
- CEI EN 61643-11 (37-8) "Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove".
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Principi generali".
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio".
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone".
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) "Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture".

2.3.9. Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) "Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata".
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) "Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici".

2.3.10. Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 "Guida alle norme generiche EMC".
- CEI EN 50081-1 (110-7) "Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera".
- CEI EN 50082-1 (110-8) "Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull'immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera".
- CEI EN 50263 (95-9) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione".
- CEI EN 60555-1 (77-2) "Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni".
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione".
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) "Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)".



- CEI EN 61000-3-3 (110-28) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”.

2.3.11. Energia solare

- UNI 8477 “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”.
- UNI EN ISO 9488 “Energia solare – Vocabolario”.
- UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”.

2.3.12. Altri documenti

- UNI/ISO e CNR UNI 10011 “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

2.4. Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici

- Decreto del 29.05.08 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”.
- DM del 29.5.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”, G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”, G.U. 7 marzo 2001, n.55.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 “Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti”, G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”, G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne” (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, “Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”.



- CEI 106-12 2006-05 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT".
- CEI 106-11 2006-02 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo"
- CEI 11-17 1997-07 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana".
- CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche".
- CEI 11-60 2000-07 "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne".

3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

3.1. Descrizione dell'impianto

L'impianto agrivoltaico è costituito complessivamente da n° **1260 moduli**, suddivisi in stringhe costituite da moduli collegati in serie, per una potenza nominale complessiva dell'impianto di **938,70 kWp**.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono in silicio monocristallino, con una potenza di picco di **745 W tipo RISEN RSM132-8-745 BHDG Bifacciali, o similari** delle dimensioni pari a **2384x1303 x 33 mm**.

Saranno previste strutture di 2 file di moduli disposti in verticale installati su strutture fisse con orientamento 0° SUD e tilt di 30° di diverse dimensioni in modo da consentire una perfetta integrazione con l'orografia del terreno di installazione.

Per la conversione della corrente prodotta dai moduli fotovoltaici verranno utilizzati degli inverter DC/AC di **stringa da 125 kW** che verranno ubicati lungo il campo agrivoltaico e fissati alle strutture di sostegno dei moduli.

Per la connessione alla rete del distributore a 20 kV si utilizzerà **n.ro 1 cabina** di trasformazione BT/MT ubicata all'interno dell'area di impianto.

I moduli che costituiscono il generatore agrivoltaico saranno installati su strutture fisse con telai in acciaio zincato ed alluminio adeguatamente dimensionati e ancorati al terreno con un sistema di fissaggio tramite pali in acciaio zincato a caldo infissi nel terreno. Pertanto non verranno eseguite opere in calcestruzzo per la realizzazione del campo FV.

Nell'impianto saranno previste:



- N.ro 34 strutture fisse da 28 moduli;
- N.ro 34 strutture fisse da 8 moduli;
- N.ro 1 struttura fissa da 18 moduli;

Nell'impianto saranno presenti:

- N. 1 cabina MT/BT: cabina prefabbricata da 6700x2480x2610 mm
Al suo interno saranno installate:
 - Trasformatore MT/BT
 - Quadro media tensione
 - Trasformatore ausiliario.
 - Quadri BT di collegamento degli inverter di stringa.
- N. 1 cabina consegna e misure: cabina prefabbricata da 6700x2480x2610 mm secondo specifiche di E-Distribuzione mod. DG2061 tipo “Box Utente” Ed. 09. La cabina sarà predisposta come richiesto dall'omologazione di E-Distribuzione, incluso il basamento prefabbricato; al suo interno saranno installate le seguenti apparecchiature principali:
 - Vano Distributore: QMT E-Distribuzione
 - Vano Misure: contatore bidirezionale per la misura dell'energia scambiata
- N. 1 cabina utente: cabina prefabbricata da 6700x2480x2610 mm.
Al suo interno saranno installate le seguenti apparecchiature principali:
 - Vano Utente: QMT Utente, Quadro Servizi Ausiliari, UPS

Per ulteriori dettagli si rimanda alla tavola Particolari costruttivi cabina di consegna e cabina di conversione-trasformazione.

La tipologia delle apparecchiature, in particolare la taglia dell'inverter e del trasformatore sarà in accordo a quanto indicato negli elaborati di progetto allegati, in conformità al dimensionamento dell'impianto.

Gli inverter utilizzati saranno di **stringa da 125 kW**, collegati a n.ro 1 cabina di trasformazione e sezionamento dotate di trasformatori BT/MT in resina. I collegamenti elettrici sia della sezione in continua che della sezione in alternata avverranno tramite cavidotti in tubo o in percorsi con cavi direttamente interrati.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Relazione di calcolo elettrico e alla tavola Schema unifilare.

Nella tabella a seguire vengono riportate le caratteristiche dell'impianto agrivoltaico in progetto.

Potenza	938,70 kWp
---------	------------



Numero di Inverter da 125 kW	7
Tipo di generazione	c.a. Trifase a 400 V
Connessione alla rete	Trifase a 20.000 V
Superficie dell'impianto (Area di Layout impianto)	Circa 2,3ha
Orientamento dell'impianto con strutture fisse (azimuth)	0° Sud
Inclinazione moduli (tilt)	30°
Numero di moduli totali	1260
Posizionamento	File parallele
Composizione delle file	N.ro 34 strutture fisse da 28 moduli; N.ro 34 strutture fisse da 8 moduli; N.ro 1 struttura fissa da 18 moduli;
Distanza tra le file	4,9 m
Distanza di pitch	9 m
Sistema di fissaggio	Sistema di fissaggio tramite struttura in alluminio ancorata sul terreno per mezzo di vitoni in acciaio zincato a caldo

Tabella 2 - Caratteristiche tecniche impianto

3.2. Caratteristiche tecniche dei componenti

3.2.1. Moduli Fotovoltaici

I moduli utilizzati sono tipo bifacciali tipo **RISEN RSM132-8-720-745BHDG Bifacciali, o simili** con potenza nominale di **745 W** con celle fotovoltaiche in Silicio Monocristallino.

Tutti i moduli sono certificati secondo la norma CEI EN 61215 e IEC 61370, sono marchiati CE, e sono testati e certificati in classe I in base alla UNI 9177.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dei moduli scelti.



Caratteristiche tecniche	
Dimensioni modulo (mm)	2384x1303x33
Superficie modulo (mq)	3,11
Peso (kg)	37,5
Connettori	T4 o MC4-EVO2
Categoria di resistenza al fuoco	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)
Caratteristiche elettriche (Condizioni Standard)	
Potenza di picco	745 Wp
Corrente di corto circuito (Isc)	18,65 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	50,54 V
Tensione al punto di massima potenza (Vmp)	42,38 V
Corrente al punto di massima potenza (Imp)	17,59 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Corrente massima di stringa	35A

Tabella 3 - Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Schede tecniche.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di avvio dei lavori in relazione alla disponibilità dei fornitori, ma avranno dati tecnici e prestazioni similari a quanto riportato in progetto.

3.2.2. Inverter

Dopo aver effettuato il dimensionamento elettrico dell'impianto si è scelto di utilizzare **n.7 inverter** di stringa da esterno tipo **SMA SUNNY TRIPOWER STP 125-70** o **SIMILARE**.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dell'inverter.



/ STP 125-70

Sunny Tripower 125

Maggiore potenza e perfetta integrazione in SMA Commercial Energy Solution.

powered by **ennexOS**

SMA Smart Connected SMA ArcFix SMA ShadeFix

Integrazione semplice

- Ultimo sistema di comunicazione con gli inverter SMA per la messa in servizio e l'operatività
- Semplice integrazione in SMA Commercial Energy Solution con, ad esempio, il sistema a batteria commerciale o l'infrastruttura di ricarica
- Accesso WiFi per diagnosi e messa in servizio

Più potenza e rendimenti più elevati

- 125 kW di potenza ad elevate prestazioni
- Rendimenti ottimizzati grazie alla soluzione software integrata SMA ShadeFix
- SMA Smart Connected

Sicurezza elevata

- Funzione di protezione dagli archi elettrici SMA ArcFix
- Massima sicurezza IT tramite le misure di protezione di cybersecurity
- Diagnostica del generatore HV per garantire la sicurezza operativa

Massima flessibilità

- 12 inseguitori MPP con 24 ingressi di stringa
- Alta corrente di ingresso per moduli fotovoltaici ad elevate prestazioni

Grazie al design flessibile, Sunny Tripower 125 è l'inverter ideale per impianti decentralizzati in ambito commerciale nell'ordine del megawatt.

Con 125 kW di potenza e 12 inseguitori MPP, Sunny Tripower 125 consente di realizzare impianti fotovoltaici ad alta efficienza ed economicamente competitivi a terra e su tetti complessi.

Gli installatori e i gestori d'impianto beneficiano un'integrazione semplificata dal comprovato sistema di comunicazione degli inverter SMA. Grazie alla comunicazione tramite SMA Speedwire e Modbus, Sunny Tripower 125, in quanto elemento centrale della SMA Commercial Solar Solution, consente di integrare facilmente il sistema a batteria commerciale SMA o un'infrastruttura di ricarica SMA. Inoltre, SMA ShadeFix massimizza le prestazioni del sistema, anche con moduli parzialmente ombreggiati. Il servizio di controllo automatico SMA Smart Connected rileva eventuali errori in una fase precoce, massimizzando così i rendimenti. La funzione integrata di protezione da archi elettrici SMA ArcFix contribuisce ad aumentare la sicurezza dell'impianto fotovoltaico.



Dati tecnici	Sunny Tripower 125
Ingresso (CC)	
Potenza max. del generatore FV	187500 Wp STC
Tensione d'ingresso max.	1100 V
Range di tensione MPPT alla potenza nominale / Tensione nominale d'ingresso / Range di tensione MPPT	Da 450 V a 800 V / 600 V / da 180 V a 800 V ¹⁾
Tensione d'ingresso min. / Tensione d'avviamento	180 V / 200 V
Corrente d'ingresso max. utilizzabile per inseguitore MPPT / Corrente di cortocircuito max. per inseguitore MPPT	30 A / 40 A
Numero di inseguitori MPPT indipendenti / Stringhe per inseguitore MPPT	12 / 2
Uscita (CA)	
Potenza nominale (a 230 V, 50 Hz)	125000 W
Potenza apparente nominale / potenza apparente max.	125000 VA / 125000 VA
Tensione nominale CA	230 V / 400 V
Range di tensione CA	Da 320 V a 480 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / Da 45 Hz a 65 Hz
Frequenza di rete nominale / Tensione di rete nominale	50 Hz / 400 V
Corrente d'uscita nominale / Corrente d'uscita max.	181,1 A / 181,1 A
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / Da 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Fasi di iniezione / Collegamento CA	3 / 3-N-PE
Grado di rendimento Europeo	
Grado di rendimento max / Grado di rendimento Europeo	98,4 % / 98,1 %
Dispositivi di protezione	
Dispositivo di disinserimento lato ingresso / Monitoraggio della dispersione verso terra / Monitoraggio della rete	● / ● / ●
Protezione contro l'inversione della polarità CC / Resistenza ai cortocircuiti CA	● / ●
Dispositivo di monitoraggio delle correnti di guasto sensibile a tutte le correnti	●
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1) / Categoria di sovvertensione (secondo IEC 62109-1)	I / CA: III; CC: II
Funzione di protezione dagli archi elettrici (AFCI) / Diagnostica generatore (V)	● (conforme a IEC 63027) / ●
Scaricatore di sovvertensioni	Tipo I + II CC / Tipo II CA
Dati generali	
Dimensioni (L / A / P)	1020 mm / 795 mm / 360 mm (40,2" / 31,3" / 14,2")
Peso	ca. 96 kg (211,6 lb)
Range di temperature di funzionamento	Da -30 °C a +60 °C (Da -22 °F a +140 °F)
Rumore massima (1 m)	< 71,1 dB(A)
Topologia / Principio di raffreddamento	Senza separazione galvanica / OptiCool
Grado di protezione (secondo IEC 60529)	IP65
Datazioni / Funzione / Accessori	
Collegamento CC / Collegamento CA	Sunclx / Capocorda (fino a 240 mm ²)
Indicatori LED (stato / errore / comunicazione)	●
Interfaccia: Ethernet / WLAN	● (2 porte) / ●
Protocolli dati: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●
Relè multifunzione	● Contatto di commutazione a potenziale zero
Numero di ingressi digitali per limitazione della potenza attiva / arresto rapido	4 / 2
Tipo di montaggio	Montaggio a parete / Montaggio su telaio
Garanzia: 5 / 10 / 15 / 20 anni	● / □ / □ / □
Certificati e omologazioni (altri su richiesta)	AS4777.2:2020, CEI 0-21/CEI 0-16, EN50549-1/3:2018, EN50549-10:2022, GPR, IEC 62109-1/-2, NA/IEA-NE7, VDE-AR-N 4103/4110/4120:2018
Denominazione del tipo	STP 125-70

● Datazione di serie □ Opzionale — Non disponibile Dati riferiti alle condizioni nominali Aggiornamento: 12/2025 N. materiale SMA 3-125-1100-1-70, Australia 3-125-1100-4-70

1) Tensioni d'ingresso fino a 1000 V sono possibili, ma collegate a una riduzione della potenza.

SMA-Solar.com

SMA Solar Technology AG

Tabella 4 - Caratteristiche tecniche dell'inverter 125 kW

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato Schede tecniche.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di avvio dei lavori in relazione alla disponibilità dei fornitori, ma avranno dati tecnici e prestazioni similari a quanto riportato in progetto.

3.2.3. Trasformatore BT/MT

Il progetto prevede l'installazione di **N.1 trasformatore** aventi le seguenti dati caratteristiche tecniche:



Tipologia	sigillato in resina
Potenza nominale	1250 kVA
Frequenza nominale	Hz 50
Campo di regolazione tensione lato 20kV %	20 +/- 2x2,5 %
Tensione di corto circuito	6 Vcc%
Simbolo di collegamento	Dyn11

Tabella 5 - Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT

4. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

La configurazione dell'impianto è stata scelta al fine di ottimizzare il rendimento dello stesso, previa opportuna verifica dei vincoli elettrici che caratterizzano un impianto fotovoltaico.

4.1. Coordinamento tra le tensioni dell'inverter e del generatore

In base alle caratteristiche dei moduli e dell'inverter scelti dovranno essere verificate alcune condizioni secondo i seguenti criteri:

1. la massima tensione a vuoto U_{OCX} del generatore fotovoltaico, corrispondente alla minima temperatura di funzionamento ipotizzabile in relazione ai dati di temperatura locali (-2°C), non deve superare la massima tensione di ingresso V_{max} tollerata dall'inverter

$$U_{OCX} \leq V_{max}$$

2. la minima tensione U_{MPPmin} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (65°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmin}$ dell'inverter

$$U_{MPPmin} \leq V_{MMPTmin}$$

3. la massima tensione U_{mmpmax} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura (2°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmax}$ dell'inverter

$$U_{MPPmax} \leq V_{MMPTmax}$$



4. la massima corrente del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di funzionamento (65 °C), nel funzionamento MPP, I_{MPPx} , non deve superare la massima corrente di ingresso I_{dcmax} tollerata dall'inverter

$$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$$

Per calcolare i parametri sopradetti del generatore fotovoltaico al variare della temperatura di funzionamento delle celle entrano in gioco i coefficienti di temperatura β dei moduli forniti dal costruttore.

Nell'impianto fotovoltaico in esame sono previste al massimo 12 stringhe per inverter, ciascuna da moduli collegati in serie, gli inverter scelti hanno ciascuno 12 canali MPPT indipendenti, su ogni inverter sono collegate n.ro 1 stringa per ogni canale MPPT.

L'impianto prevede l'installazione di **n.7 inverter** di stringa da esterno tipo **SMA SUNNY TRIPOWER STP 125-70** o **SIMILARE**.

5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA

In questa sezione verranno dimensionati i cavi lato c.c. in funzione delle sovracorrenti e della caduta di tensione considerando che saranno interrati entro tubazione; ci si riferirà alla norma tecnica CEI-UNEL 35026.

Si definisce sovracorrente una corrente superiore alla portata del cavo, che può stabilirsi a seguito di:

- un sovraccarico (circuito elettricamente sano)
- un cortocircuito (circuito affetto da guasto)

Per quanto riguarda il cortocircuito i cavi di un impianto fotovoltaico sono interessati da una corrente anomala nel caso di:

- guasto tra i due poli del sistema c.c.
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

5.1. Dimensionamento cavi di stringa

Per quanto riguarda il sovraccarico si può considerare che nelle condizioni più severe i cavi di stringa possono essere interessati da una corrente di impiego pari a

$$I_B = 1,25 \cdot I_{SC}$$

dove I_{SC} è la corrente di corto circuito del modulo componente la stringa.

Poiché tale valore non può essere superato, cioè non è possibile sovraccaricare i cavi, in un impianto fotovoltaico non sarà necessario proteggerli dal sovraccarico purché la sua portata (valutata in tutte le sue condizioni di posa) sia almeno pari al valore massimo di corrente che li percorre.

Un guasto a terra del punto M dell'impianto:

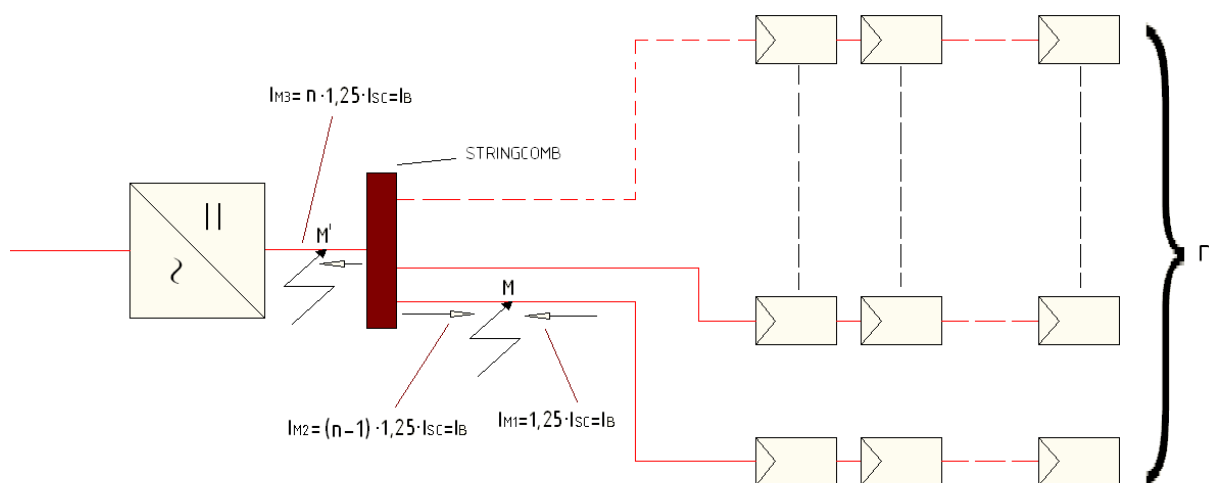


Figura 2 Esempio di guasto a terra

Tale guasto viene alimentato:

- a monte dalla stessa stringa con una corrente: $I_{M1} = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B$
- a valle da tutte le altre le stringhe facenti capo allo stesso Inverter.

Essendo n le stringhe riferite al medesimo Inverter tale corrente vale:

$$I_{M2} = (n - 1) 1,25 \cdot I_{SC}$$

Il vantaggio di utilizzare degli inverter con numerosi ingressi indipendenti consente nel caso in esame una stringa su ogni canale MPPT degli inverter si ha che la corrente I_{M2} , coinciderà con la corrente I_B ; la corrente I_{M2} sarà pari a:

$$I_{M2} = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B = 1,25 \cdot 18,65A = 24A$$

Per un corretto dimensionamento del cavo di stringa si ritiene conveniente ricorrere alla protezione del singolo cavo di stringa mediante l'adozione di idoneo fusibile (Integrato nei quadri di campo o direttamente a bordo dell'inverter nella sezione lato dc).

In tale maniera la portata dei cavi di stringa deve soddisfare la seguente relazione:



$$I_z \geq \frac{I_{M2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 40 \text{ A}$$

dove:

- I_z è la portata del cavo
- $K_1=0,93$ è il fattore correttivo riferito alla temperatura di 30 °C (tabella II UNEL)
- $K_2= 0,6$ è il fattore correttivo riferito alla posa in fascio nel caso di 9 conduttori
- $K_3= 1,01$ è il fattore correttivo riferito alla profondità di posa posta pari a 0,6 m

$K_4= 1,11$ è il fattore correttivo riferito alla resistività termica del terreno posta pari a 1,5 K·m/W.

Pertanto per i cavi di stringa con tipo 1Z1Z2-AK la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

Conduttore in **rame**:

$$S = \underline{6 \text{ mm}^2}$$

con una portata:

$$I_z = 46 \text{ A} \geq 40 \text{ A}$$

5.2. Caduta di tensione cavi lato cc

È necessario verificare tali sezioni con la caduta di tensione che si sceglierà di porla al massimo pari **all'1-2%**.

Il parametro tensione a cui ci si riferirà è il valore di tensione nominale di stringa U_{MPP} nelle condizioni standard (STC).

Per il calcolo si sono considerate le stringhe che a parità di numero di pannelli in serie hanno una distanza maggiore dagli inverter e che pertanto presentano cadute di tensione maggiori.

$$U_{MPPstringa} = 18 \cdot U_{MPPstc} = 763 \text{ V}$$

La variazione di tensione ammessa in questo caso vale:

$$\Delta V_{amm} = \frac{U_{MPPstringa} \cdot 2}{100} = 14,72 \text{ V}$$

Il calcolo della caduta di tensione viene eseguito nei singoli tratti con diverse sezioni dei conduttori e correnti nominali di esercizio con le seguenti modalità.

Cavi di collegamento fra i moduli collegati in serie

- Cavo unipolare in aria libera aggraffato su struttura
- Tipo di posa: Cavi in aria libera in piano a contatto



- Disposizione: Raggruppati a fascio, annegati
- Temperatura ambiente: 60°C.

Cavi di collegamento fra le stringhe e l'inverter:

- Cavo unipolare in tubazione interrata
- Profondità di posa: 0,6 m
- Resistività termica del terreno: 1.5
- Temperatura ambiente: 30°C.

5.2.1. Tratto di collegamento in serie dei moduli FV (18 moduli)

I **18 moduli** della stringa sono collegati in serie attraverso i cavi di collegamento in rame di sezione pari a $S_m=4 \text{ mm}^2$ lunghi 1,40 m in dotazione al modulo stesso per una lunghezza totale pari a: $L_m=39 \text{ m}$ percorsi dalla corrente di stringa pari a $I_{MPP} = 17,6\text{A}$.

Nome impianto: Stringa moduli 18

Tipo di circuito: Continua - Impianto Fotovoltaico

Tensione di esercizio: 763 V

Fattore di potenza: 1,0

Massima caduta di tensione: 2%

Tipo di conduttore: Unipolare con guaina

Tipo di cavo selezionato: H1Z2Z2-K CPR

Lunghezza cavo: 40 m

Temperatura ambiente: 60°C

Tipo di posa: Cavi in aria libera in piano a contatto

Disposizione: Raggruppati a fascio, annegati

Resistività termica del terreno: 1

Numero conduttori in parallelo: 1

Numero di circuiti per strato: 9

Numero di strati: 1

Tempo di intervento delle protezioni: 0,1 s

Sezione conduttore (S): **4 mm²**

Portata conduttore (*): 55 A



Fattore di correzione k1: 1,000

Fattore di correzione k2: 0,500

Fattore di correzione totale: 0,500

Portata conduttore/i (Iz): 27,500 A

Temperatura di funzionamento: 72,288°C

Caduta di tensione perc. T=Tf: 0,948%

Corrente di impiego (Ib): 17,600 A

Potenza attiva (P): 13,429 KW

Temperatura Max di funzionamento: 90,0°C

Temperatura Max di cortocircuito: 250,0°C

Resistenza di fase a 20 °C: 170,000 mΩ

Reattanza di fase a 20 °C: 5,720 mΩ

Energia specifica passante (I²t): 0,327 (KA)²s

Corrente massima di cc: 1,809 KA

(*) Riferimento Tabella UNEL 35024 o costruttore

5.2.2. Tratto di collegamento tra le stringhe ed inverter

Gli inverter sono distribuiti lungo il campo FV, le stringhe dei moduli sono posizionate a distanze diverse in funzione dell'ubicazione dell'inverter sul campo.

Per il progetto in esame il calcolo delle cadute di tensione e il dimensionamento del cavo di collegamento è stato eseguito su tutte le stringhe, per limitare la caduta di tensione al 2-3% sono stati scelti i seguenti cavi in funzione delle distanze:

Per distanze da 0 a **120 m** sono stati scelti cavi con conduttore in alluminio tipo H1Z2Z2-K o AFG21M21 o similare di sezione pari $S_{ab} = 16 \text{ mm}^2$.

Le stringhe saranno posate all'interno di tubazioni interrato, profondità massima di 0,6 m, presenza massima di 9 circuiti nella stessa tubazione.

A seguire viene riportato il calcolo di dimensionamento del cavo e la caduta di tensione per una distanza di **120 m**.

Tipo di circuito: Continua

Tensione di esercizio: 763 V

Fattore di potenza: 1,0



Massima caduta di tensione: 2%

Tipo di conduttore: Unipolare con guaina

Tipo di cavo selezionato: ARG16R16 0.6/1 KV o AFG21M21

Lunghezza cavo: 120 m

Temperatura ambiente: 30°C

Tipo di posa: Cavi unipolari in tubi interrati a contatto

Resistività termica del terreno: 1.5

Numero conduttori in parallelo: 1

Numero di circuiti per strato: 9

Numero di strati: 1

Tempo di intervento delle protezioni: 0,1 s

Sezione conduttore (S): 16 mm²

Portata conduttore (*): 67.08 A

Fattore di correzione k1: 0,930

Fattore di correzione k2: 0,600

Fattore di correzione kf: 1

Strato 1

Profondità della posa: 0,6

Fattore di correzione K3: 1,013

Fattore di correzione K4: 1,11

Fattore di correzione totale: 0,627

Portata conduttore/i (Iz): 42,088 A

Temperatura di funzionamento 40,492°C

Caduta di tensione perc. **T=Tf: 1,048%**

Corrente di impiego (Ib): 17,600 A

Potenza attiva (P): 13,429 KW

Temperatura Max di funzionamento: 90,0°C

Temperatura Max di cortocircuito: 250,0°C

Resistenza di fase a 20 °C: 210,000 mΩ



Reattanza di fase a 20 °C: 13,440 mΩ

Energia specifica passante (I^2t): 5,235 (KA)²s

Corrente massima di cc: 7,235 KA

La caduta di tensione media del campo fotovoltaico lungo i cavi di stringa è pari a:

<i>caduta di tensione media</i>	1%
---------------------------------	----

Per la connessione delle stringhe si utilizzeranno cavi con conduttore in alluminio di sezione da 16 mm².

A seguire le schede tecniche dei cavi scelti.

**CAVI BASSA TENSIONE ENERGIA E CABLAGGIO - zero alogenii**
LOW VOLTAGE POWER AND WIRING CABLES - halogen free**AFG21M21 PV 20 0,6/1 kV**

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI 20-91
Propagazione incendio/Fire propagation	EN 60332-1-2
Emissione gas/Gas emission	EN 50267-2-1
Emissione fumi/Smoke emission	EN 50267-2-2
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive	2006/95/CE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/CE



CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione massima Um: 1200 V c.a.
- Tensione massima (anche verso terra) Um: 1800 V c.c.
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -55°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: -40°C
- Temperatura massima di sovraccarico: 120°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Sforzo massimo di trazione: 15N/mm²
- Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Funzionamento per almeno 25 anni in normali condizioni d'uso. Funzionamento a lungo termine (Indice di temperatura TI): 120°C riferito a 20.000 ore (CEI EN 60216-1)

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Maximum voltage Um: 1200 V c.a.
- Maximum voltage (also to ground) Um: 1800 V c.c.
- Maximum operating temperature: 90°C
- Minimum operating temperature: -55°C (without mechanical stress)
- Minimum installation temperature: -40°C
- Maximum temperature of overload: 120°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Maximum tensile stress: 15 N/mm²
- Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

SPECIAL FEATURES

Power transmission, signal transmission indoor and outdoor, even wet. Suitable for working up to 25 years standard conditions. Long term working (temperature index TI): 120°C referred to 20.000 hours (CEI EN 60216-1)

USE AND INSTALLATION

For interconnection of photovoltaic elements. Suitable for fixed installation indoor and outdoor, in pipes exposed or embedded or in similar closed systems. Suitable for laying directly underground or in pipe underground.

**AFG21M21 PV 20 0,6/1 kV**

COSTRUZIONE DEL CAVO / CABLE CONSTRUCTION

	CONDUTTORE Materiale: Alluminio, formazione flessibile, classe5	CONDUCTOR Material: Aluminium flexible wire, class 5
	GUAINA RIEMPITIVA Materiale: miscela speciale reticolata PEG21 (LSOH) Colore: naturale	BINDER Material: Cross-linked special compound (LSOH), type PEG21 Colour: natural
	GUAINA ESTERNA Materiale: miscela speciale reticolata M21 (LSOH) Colore: nero, rosso, blu	OUTER SHEATH Material: Cross-linked special compound (LSOH), type M21 Colour: black, red, blue

MARCATURE:

- CABLES & EQUIPMENTS - AFG21M21 PV 20 - <N° COND. X SEZIONE> <ANNO> <MARCATURA METRICA>

MARKINGS

- CABLES & EQUIPMENTS - AFG21M21 PV 20 - <N° CONDUCT. S SECTION> <YEAR> <METRIC MARKING>

Unipolari/Single core

Formazione Size	Ø Indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Resistenza elettrica max a Max electrical resistance at 20° C	Portata di corrente Current rating A	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ammissa a 60°C Permissible at 60°C	Infornato a Underground at 20°C
1 x 2,5	2,0	0,7	6,5	28,17	11,660	32,80	25,60
1 x 4	2,6	0,7	7,15	35,07	7,340	44,00	32,80
1 x 6	3,4	0,7	7,5	46,51	4,890	56,00	41,60
1 x 10	4,4	0,7	7,99	67,26	2,920	78,40	56,00
1 x 16	5,7	0,7	9,1	94,25	1,770	105,60	72,80
1 x 25	6,9	0,9	10,4	138,64	1,170	140,80	94,40
1 x 35	8,1	0,9	11,7	174,23	0,616	174,40	115,20
1 x 50	9,8	1,0	14,05	239,87	0,604	220,80	142,40
1 x 70	11,6	1,1	15,9	314,57	0,423	277,60	174,40
1 x 85	12,8	1,1	16,6	373,81	0,330	310,24	190,62
1 x 95	13,3	1,1	17,6	405,48	0,320	332,80	206,40
1 x 120	15,1	1,2	19,9	498,21	0,253	390,40	238,40
1 x 150	16,8	1,4	22,01	618,15	0,206	-	-
1 x 185	18,8	1,6	24,2	772,98	0,164	-	-
1 x 240	21,4	1,7	26,88	975,27	0,125	-	-
1 x 300	23,9	1,8	31,7	1194,00	0,092	-	-
1 x 400	27,5	2,0	35,1	1568,52	0,069	-	-

Figura 3 Scheda tecnica cavi in alluminio



6. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA

6.1. Dimensionamento cavi uscita Inverter

L'impianto è costituito da un unico sottocampo di potenza pari a:

- **Sottocampo 1:** 938,7 kWp con 1260 moduli FV da 745 Wp suddivisi su n. 7 inverter di stringa di potenza pari a 125 kW;

La corrente massima in uscita dall'inverter più caricato risulta essere pari a: **180 A**

Per un corretto dimensionamento del cavo in uscita dall'inverter la portata dei cavi di stringa deve soddisfare la seguente relazione:

$$I_z \geq \frac{I_{M2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 265 A$$

dove:

- I_z è la portata del cavo
- $K_1=0,93$ è il fattore correttivo riferito alla temperatura del terreno di 30 °C (tabella II UNEL)
- $K_2= 0,70$ è il fattore correttivo riferito alla posa in fascio nel caso di 7 circuiti
- $K_3= 1,013$ è il fattore correttivo riferito alla profondità di posa posta pari a 0,6 m

$K_4= 1,11$ è il fattore correttivo riferito alla resistività termica del terreno posta pari a 1,5 K·m/W.

Pertanto per cavi con conduttore in Alluminio tipo ARG16R16 0.6/1 KV la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

$$S = \underline{\underline{185 \text{ mm}^2}}$$

con una portata:

$$I_z = 278 A \geq 265 A$$

Il cavo in uscita da ogni inverter sarà posato all'interno di apposita tubazione interrata.

Per ognuno dei seguenti tratti le lunghezze variano da un **minimo di 26 m ad un massimo di 250 m** con cavi in Alluminio tipo ARG16R16 0.6/1 KV con una caduta di tensione limitata al 2,8%, a seguire calcolo di verifica del corretto dimensionamento del cavo in uscita per l'inverter con distanza dalla cabina MT più elevata:

Dati e caratteristiche del cavo

Nome impianto: Inverter - cabina MT

Tipo di circuito: Trifase in ca



Tensione di esercizio: 400 V

Frequenza di rete: 50 Hz

Fattore di potenza: 1,0

Stato del neutro: Non distribuito

Massima caduta di tensione: 2,8%

Tipo di conduttore: Unipolare con guaina

Tipo di cavo selezionato: ARG16R16 0.6/1 KV

Lunghezza cavo: 250 m

Temperatura ambiente: 30°C

Tipo di posa: Cavi unipolari in tubo interrato

Resistività termica del terreno: 1.5

Numero conduttori in parallelo: 1

Numero di circuiti per strato: 7

Numero di strati: 1

Tempo di intervento delle protezioni: 0,1 s

Risultati

Sezione conduttore (S): 240 mm²

Portata conduttore (*): 265.98 A

Fattore di correzione k1: 0,960

Fattore di correzione k2: 0,700

Fattore di correzione kf: 1

Strato 1:

Profondità della posa: 0,6

Fattore di correzione K3: 1,013

Fattore di correzione K4: 1,11

Fattore di correzione totale: 0,756

Portata conduttore/i (Iz): 200,979 A

Temperatura di funzionamento: 78,354°C

Caduta di tensione perc. T=Tf: 2,811%



Corrente di impiego (I_b): 180,422 A

Potenza attiva (P): 125 KW

Potenza reattiva (Q): 0,000 KVAR

Potenza apparente (A): 124,000 KVA

Temperatura Max di funzionamento: 90,0°C

Temperatura Max di cortocircuito: 250,0°C

Resistenza di fase a 20 °C: 29,167 mOhm

Reattanza di fase a 20 °C: 22,55 mOhm

Energia specifica passante (I²t): 1.177,862 (KA)²s

Corrente massima di cc: 108,529 KA

Il cavo scelto che soddisfa le condizioni di progetto (caduta di tensione <3%) risulta essere un cavo di unipolare in guaina in pvc con conduttore in ALLUMINIO di sezione pari a:

$$S_{Inverter} = 240 \text{ mm}^2$$

Nelle tabelle seguenti vengono riportati i risultati per i due sottocampi:

CABINA TRAFO MT/BT	INVERTER	N.RO MODULI	Potenza lato DC kWp	Potenza lato AC kWp	LUNGHEZZA CAVI AC INVERTER- CABINA BT/MT (m)	SEZIONE CAVI AC alluminio mm2	CADUTA DI TENSIONE LATO AC
1	1.1	180	134,10	125	300	240	2,923
	1.2	180	134,10	125	250	240	2,436
	1.3	180	134,10	125	200	185	2,557
	1.4	180	134,10	125	150	185	1,917
	1.5	180	134,10	125	100	150	1,606
	1.6	180	134,10	125	50	150	0,803
	1.7	180	134,10	125	30	150	0,482
Totale	7	1260	938,7	875	1.080	Media	1,82%

Tabella 6 Calcolo caduta di tensione uscita inverter (AC) con cavi in alluminio



6.2. Dimensionamento cavi dalla sbarra di parallelo al trasformatore

Si considera la potenza effettiva di uscita da **7 inverter** in uscita dal quadro di parallelo posto in ogni cabina MT/BT.

La corrente massima in uscita da ogni inverter risulta essere pari a: **180 A**

La corrente in uscita dal quadro di parallelo risulta essere:

$$I_{inv\ tot} = 7 \cdot I_{inv} = 1260A$$

Il cavo in uscita da ogni inverter sarà posato all'interno di apposita tubazione a vista all'interno del locale cabina inverter.

Per il tratto in uscita dal quadro di parallelo fino al trasformatore si stima una lunghezza pari a 20 m con cavi in rame tipo FG16R16 0.6/1 KV con una caduta di tensione limitata al 2%, a seguire calcolo di verifica del corretto dimensionamento del cavo in uscita dal quadro di parallelo.

Dati e caratteristiche del cavo

Tipo di circuito: Trifase in ca

Tensione di esercizio: 400 V

Frequenza di rete: 50 Hz

Fattore di potenza: 1,0

Stato del neutro: Non distribuito

Massima caduta di tensione: 2%

Tipo di conduttore: Unipolare con guaina

Tipo di cavo selezionato: FG16R16 0.6/1 KV

Lunghezza cavo: 20 m

Temperatura ambiente: 30°C

Tipo di posa: Cavi in aria libera a trifoglio

Disposizione: Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali

Resistività termica del terreno: 1

Numero conduttori in parallelo: 3

Numero di circuiti per strato: 3

Numero di strati: 1

Tempo di intervento delle protezioni: 0,1 s



Sezione conduttore (S): 240 mm²

Portata conduttore (*): 607 A

Fattore di correzione k1: 0,960

Fattore di correzione k2: 0,820

Fattore di correzione totale: 0,787

Portata conduttore/i (Iz): 1433,491 A

Temperatura di funzionamento: 77,493°C

Caduta di tensione perc. T=Tf: 0,317%

Corrente di impiego (Ib): 1260 A

Potenza attiva (P): 872,95 KW

Potenza reattiva (Q): 0,000 KVAR

Potenza apparente (A): 872,95 KVA

Temperatura Max di funzionamento: 90,0°C

Temperatura Max di cortocircuito: 250,0°C

Resistenza di fase a 20 °C: 0,472 mΩ

Reattanza di fase a 20 °C: 0,601 mΩ

Energia specifica passante (I²t): 1177,862 (KA)²s

Corrente massima di cc: 108,529 KA

Il cavo scelto che soddisfa le condizioni di progetto risulta essere un cavo unipolare in guaina in pvc con conduttore in rame costituito da **3 cavi in parallelo per ogni fase** di sezione pari a:

$$S_{Inverter} = \underline{240 \text{ mm}^2}$$



6.3. Dimensionamento cavi lato MT in uscita dal trasformatore

La scelta della taglia del trasformatore dipende dalla potenza di picco dell'impianto fotovoltaico.

Nell'impianto sono presenti **1 trasformatore BT/MT** con le seguenti caratteristiche:

Tipologia	sigillato in Resina
Potenza nominale	1250kVA
Frequenza nominale	Hz 50
Campo di regolazione tensione lato 20kV %	20 +/- 2x2,5 %
Simbolo di collegamento	Dyn11
Vcc%	6

Tabella 7 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT

Il cavo scelto deve rispettare la condizione per cui la sua portata I_z sia almeno uguale alla corrente di impiego I_b .

Considerate le modeste correnti primarie dei trasformatori MT/BT e le portate dei cavi di media tensione questa condizione è sempre soddisfatta.

Infatti, in uscita dal trasformatore lato MT la corrente di impiego risulta dalla formula:

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1250kVA}{20kV \cdot \sqrt{3}} = 36 A$$

La sezione del cavo deve essere idonea ai fini della resistenza al cortocircuito è questa la condizione che determina la scelta della sezione del cavo.

Il cavo infatti deve resistere alle sollecitazioni termiche in condizioni di corto circuito, non deve superare cioè la temperatura di cortocircuito ammissibile per l'isolante.

A tal fine la sezione del cavo S_{MT} deve soddisfare la relazione:

$$S_{MT} \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{16kA \cdot \sqrt{0,12}}{87} = 63,77 mm^2$$

dove:

- $I_{cc} = 16 kA$ è il valore efficace della corrente di cortocircuito comunicata dall'Ente gestore della linea MT;



- $t = 0,12s$ è il tempo di eliminazione del guasto, cioè il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica il cortocircuito e l'istante in cui la corrente viene interrotta per intervento della protezione 50 (protezione dalla sovracorrente senza ritardo intenzionale avendo considerato un tempo di intervento del relè pari a 50ms e dell'interruttore pari a 70 ms);
- $K = 87$ è il fattore correttivo per conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

Il cavo scelto che soddisfa le condizioni di progetto risulta essere un cavo unipolare in guaina in materiale elastomerico (HEPR) con conduttore in alluminio ARG7H1RX-12-20kV di sezione pari a:

$$S_{MT} = \underline{95 \text{ mm}^2}$$

7. SCELTA DEI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

7.1. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG)

Il dispositivo di generatore assolve il ruolo di sezionamento dell'impianto fotovoltaico in caso di guasto. È previsto un dispositivo di generatore per ogni inverter.

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito.

La scelta della taglia dell'interruttore dipende dai valori della corrente di impiego del circuito in cui questo è inserito e dalla portata dei cavi scelti.

La relazione che la corrente nominale I_N dell'interruttore deve soddisfare è quella relativamente al sovraccarico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Nel caso di dispositivi per l'interruzione automatica del circuito la precedente relazione soddisfa anche la condizione

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Essendo $I_f = 1,45 \cdot I_N$.

Un interruttore magnetotermico che soddisfa le precedenti esigenze deve avere una corrente nominale pari a **250 A**.

Per il potere di interruzione si sceglie 50 kA.



7.2. Messa a terra del trasformatore

La carcassa metallica del trasformatore, nonché tutte le parti metalliche (masse) della cabina di Conversione/Trasformazione saranno messe a terra mediante l'adozione dei seguenti provvedimenti:

- Realizzazione di un nodo di terra (sbarra di rame)
- Conduttore di protezione PE in PVC Giallo/Verde di sezione adeguata in funzione della corrente di guasto più elevata (fase –terra) sul secondario del trasformatore e comunque non inferiore a 50 mm².
- Sistema di dispersione realizzato mediante corda di rame nudo con sezione almeno di 25 mm² interrato ad una profondità di 0,5 m e disposto lungo il perimetro della cabina Conversione/Trasformazione e da n° 4 dispersori a picchetto, di lunghezza 2 m disposti ai 4 vertici della cabina stessa e connessi fra loro dalla suddetta corda di rame.

7.3. Scelta dispositivo generale di protezione lato BT

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico con dispositivo di riarmo motorizzato. Questi dispositivi sono concepiti per riarmare in automatico e/o da remoto gli interruttori MGT motorizzati. Con essi si evitano i disservizi legati al tempo necessario per il ripristino manuale degli stessi e si eliminano i costi di intervento degli operatori.

Questi dispositivi sono stati progettati per lavorare in massima sicurezza, infatti non consentono la chiusura dell'interruttore su determinate condizioni operative, come in caso di manutenzione del quadro elettrico generale, posta da un operatore, o come eventuali anomalie dell'impianto. Possono inoltre essere gestiti da un software per il controllo attraverso un apposito sistema di monitoraggio.

La scelta della taglia dell'interruttore dipende dai valori della corrente di impiego del circuito in cui questo è inserito e dalla portata dei cavi scelti.

La relazione che la corrente nominale I_N dell'interruttore deve soddisfare è quella relativamente al sovraccarico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Nel caso di dispositivi per l'interruzione automatica del circuito la precedente relazione soddisfa anche la condizione:

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Essendo $I_f = 1,45 \cdot I_N$

Un interruttore magnetotermico che soddisfa le precedenti esigenze deve avere una corrente nominale pari a 2000 A.



Per il potere di interruzione si sceglie 50 kA.

Inoltre, a questo dispositivo saranno associati i relè di protezione dalle sovracorrenti 50 (istantaneo), 51(ritardato) e il relè omopolare 51N per la protezione dai guasti a terra.

7.4. Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG)

Il dispositivo MT (DG) ha a monte un sezionatore di linea. Sono previsti sezionatori di terra a monte e a valle di tale dispositivo per permettere di accedere in sicurezza a questo per interventi di manutenzione. Il comando del dispositivo di generatore è associato alla protezione generale (PG).

Per il comando di apertura del dispositivo generale per azione della protezione generale deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione, poiché, qualora per qualsiasi motivo venga a mancare la tensione di alimentazione della protezione generale, si verifica l'apertura del dispositivo generale anche in assenza di comando proveniente dalla protezione generale.

La protezione generale comprende:

- un relè di massima corrente di fase a tre soglie d'intervento, una a tempo dipendente inverso $I>$ (soglia sovraccarico 51), due a tempo indipendente $I>>$ (soglia con ritardo intenzionale 51) e $I>>>$ (soglia istantanea 50);
- un relè di massima corrente omopolare di terra 51N a due soglie d'intervento a tempo indipendente $I_{o>}$ e $I_{o>>}$, una per i guasti monofase a terra ed una per i guasti doppi monofase a terra, oppure un relè di protezione direzionale di terra a due soglie 67N.1 e 67N.24, una per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato ed una in caso di neutro isolato, in aggiunta al relè di massima corrente omopolare ad una soglia per i guasti doppi monofase a terra.

La protezione 67N è richiesta quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore per la protezione 51N. Nella pratica quando il cavo MT dell'utenza supera la lunghezza di 400 m per reti con $U_n=20$ kV.

L'unità interruttore/sezionatore è composta da:

- Sezionatore di linea: $I_r = 630$ A;
- Sezionatore di terra: $I_r = 630$ A;
- Interruttore in SF6: $I_r = 630$ A; potere di interruzione - ISC = 16 kA; tempo di interruzione 70 ms; alimentazione ausiliaria a 48 V c.c.



7.5. Scelta dispositivo di Interfaccia in MT (DI & SPI)

Essendo l'impianto fotovoltaico un generatore che funziona in parallelo con la rete del distributore è necessario prevedere un sistema di protezioni di interfaccia per disaccoppiare le due reti in presenza di perturbazioni che possono essere generate dalla rete del distributore.

Le funzioni di protezione indicate nella Norma CEI 0-16 sono:

- massima tensione (59) senza ritardo intenzionale;
- minima tensione (27) con ritardo tipico di 300-500 ms;
- minima frequenza (81<) senza ritardo intenzionale;
- massima frequenza (81>) senza ritardo intenzionale;
- massima tensione omopolare (59N) lato MT.

Le possibili tarature da adottare sono:

- massima tensione (59): $U \leq 120\% U_n$ ritardo 0.0 secondi;
- minima tensione (27): $U \leq 70\% U_n$ ritardo 0.3-0.5 secondi;
- minima frequenza (81<): $f \leq 49.7$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima frequenza (81>): $f \geq 50.3$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima tensione omopolare (59N): $U_o \geq 10$ V ritardo 3.0 secondi.

Essendo poi l'impianto di potenza superiore a 400 kVA è necessario prevedere un dispositivo di ricalzo che sia attivato dalla protezione di interfaccia in caso di mancata apertura.

Tutti i dispositivi scelti saranno conformi alla norma CEI 0-16 per le connessioni alle reti di Media tensione.

8. POSA DEI CAVI

I conduttori interrati saranno protetti meccanicamente mediante tubi protettivi, tegoli o ricoperti da strati di calcestruzzo a seconda delle esigenze. In alternativa saranno usati cavi auto-protetti meccanicamente adatti per posa direttamente interrata non richiedenti ulteriori protezioni meccaniche.

La posa dei conduttori sarà eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

La scelta del diametro interno dei tubi verrà fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm: in ogni caso i cavi posati nei tubi potranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili: le sezioni di progetto cui si farà ricorso saranno di diametro 75, 110 e 160 mm.

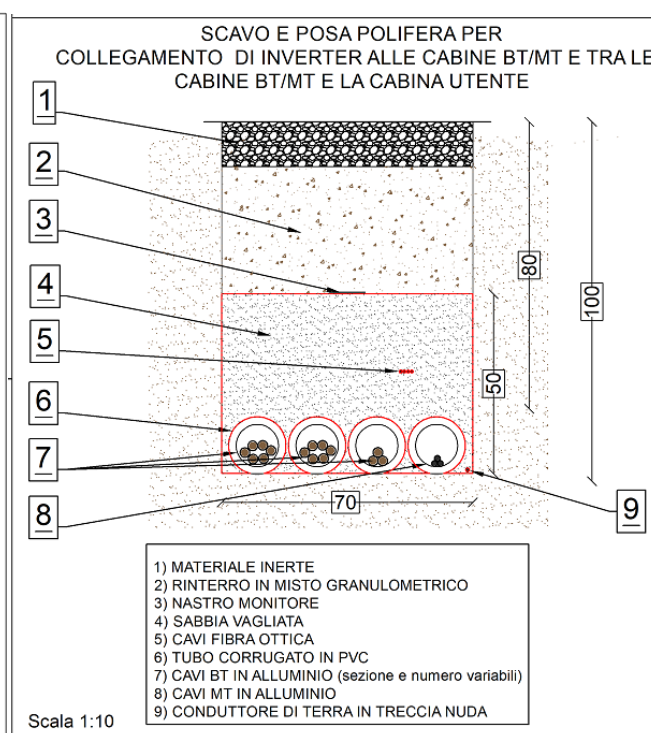
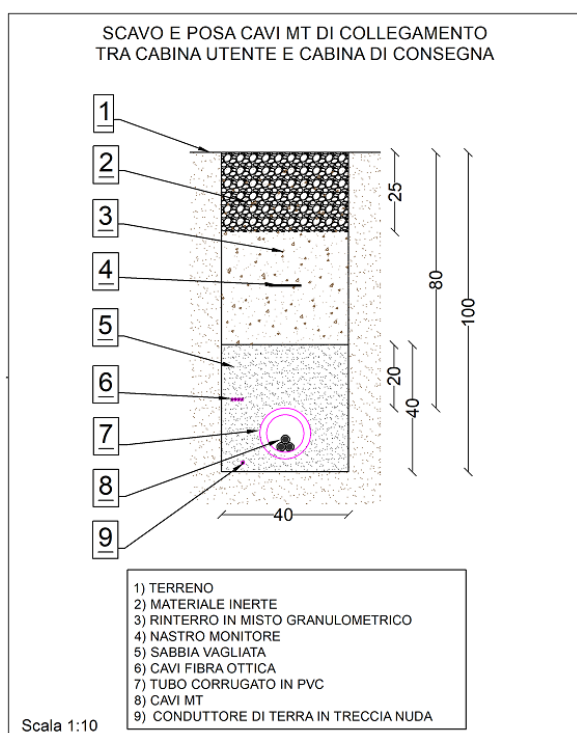


Il percorso cavi, per quanto possibile, sarà realizzato con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non saranno ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo: in ogni punto di giunzione è prevista la presenza di una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Data l'esistenza, nello stesso scavo interrato o locale, di circuiti appartenenti a sistemi elettrici diversi (cavi d'energia insieme a cavi di comunicazione o circuiti di bassa con circuiti di media tensione), questi saranno propriamente divisi tra loro laddove necessario.

I cavi solari saranno posati sulle strutture di sostegno dei moduli ed opportunamente fascettati; allorquando sarà necessaria la posa interrata per il collegamento agli inverter di stringa saranno posati in tubi protettivo.



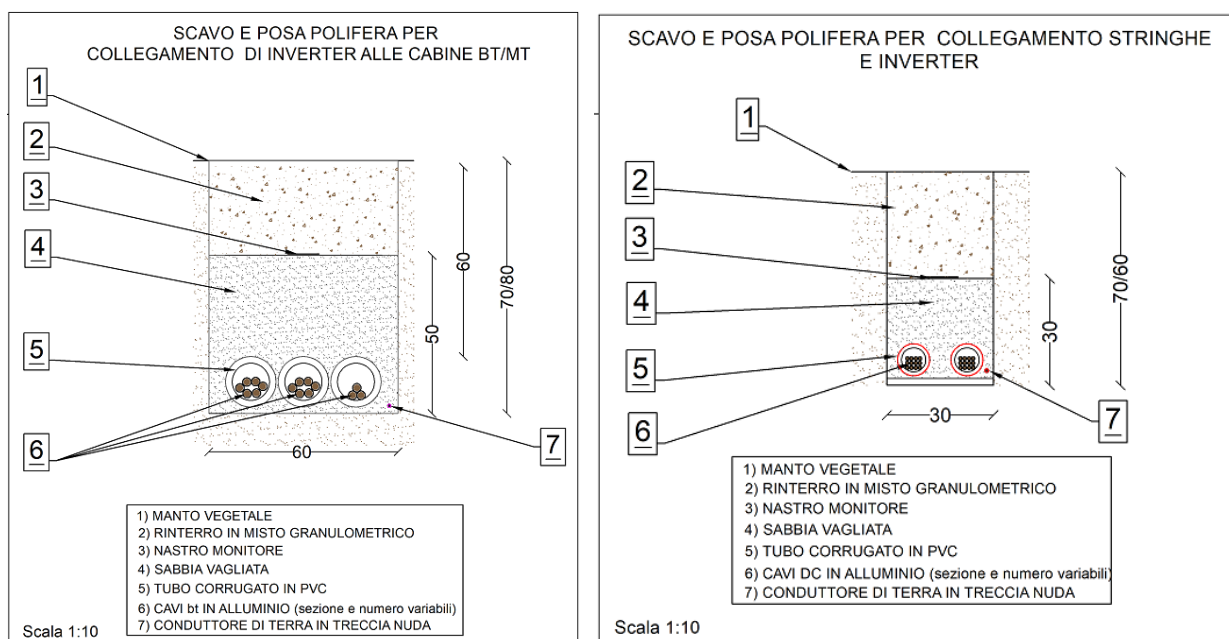


Figura 4 – Particolare Sezione cavidotti elettrici

Per ulteriori dettagli si rimanda alla tavola Planimetria con layout elettrico e cavidotti.

9. QUADRI IN CORRENTE CONTINUA

9.1. Quadri di parallelo stringhe

Si sceglie di adottare dei dispositivi di manovra e sezionamento sul lato corrente continua per sezionare il campo fotovoltaico. Qualora tali dispositivi non siano presenti direttamente a bordo inverter saranno previsti dei quadri di campo installati in prossimità dei moduli fotovoltaici e saranno dotati di interruttore di manovra/sezionatore per consentire di scollegare la sorgente fotovoltaica in caso di guasto o, più frequentemente, per l'esecuzione delle operazioni di manutenzione.

La connessione ai cablaggi delle stringe fotovoltaiche avviene tramite connettori Multicontact o passacavi e terminal blocks.

Il quadro se previsto avrà grado di protezione è IP65 adatto per installazioni all'esterno.



10. QUADRI IN BASSA TENSIONE

10.1. Quadro protezione inverter

Il quadro di bassa tensione, alloggiato all'interno delle cabine di trasformazione ospitanti i trasformatori MT/BT è costituito dai **n. 7 interruttori automatici** per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito, uno per ogni inverter, con corrente nominale pari a **250 A** e potere di interruzione di 50 kA, e da un dispositivo di protezione generale lato BT con corrente nominale pari a **2000A** e potere di interruzione di 50kA. Tale quadro è collegato alla sbarra di parallelo **bt con 3 cavi per ogni fase del tipo FG16R16 0.6/1 KV di 240 mm²**.

10.2. Barre parallelo BT e quadro

Il collegamento di tutte le linee provenienti dagli inverter viene effettuato attraverso 3 barre (una per ogni fase) in rame preforate; considerando una temperatura ambiente di 40 °C un rialzo termico di 40 °C si scelgono barre flessibili in rame isolate composte da 10 lamine di spessore di 1 mm e larghezza 100 mm la cui portata è pari a 2500 A. L'alloggiamento di queste barre avviene dentro un quadro a tenuta d'arco secondo la norma CEI 17-13/1 allocato dentro le cabine di trasformazione.

11. QUADRO MT

All'interno della cabina di consegna verranno installati tre quadri MT, classificati LSC2A-PM è composti da due unità funzionali (arrivo e interruttore/sezionatore) con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale	24 kV
Tensione d'esercizio	20 kV
Corrente nominale sbarre principale	400 A / 630 A
CC di breve durata /cresta	16/40 kA
Trattamento sbarre	Standard fornitore
Ricopertura sbarre	Nude
Tensione aux comandi e segnalazione	220V c.a.
Sezione circuiti comando volt.	1,5mmq
Sezione circuiti amperometrici	2,5 mmq

Tabella 8 Caratteristiche quadro MT



Il quadro MT è collegato al trasformatore MT/BT tramite una terna di cavi unipolari tipo ARG7H1RX 12/20 kV, di sezione **95 mm²**, posati nel vano di fondazione della cabina; la portata di tale cavo è: $I_z = 218$ A. Si è assunta la portata per la posa in aria di cavi a trifoglio addossati a parete, tipo posa B2.

12. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

La rete di terra della sezione di impianto in corrente continua è costituita dalle stesse strutture di sostegno in acciaio zincato le quali essendo provviste di viti che penetrano il terreno sono esse stesse dei picchetti di Terra.

Dal momento che le varie file di strutture di sostegno sono tra loro scollegate sia dal punto di vista meccanico che elettrico, per rendere unica la risposta dell'impianto ad eventuali fulminazioni dirette ed indirette, le strutture porta moduli saranno collegate tra loro con una corda di rame isolata G/V di Sez. 35mmq che renderà equipotenziali tutte le masse metalliche delle strutture.

Tutte le file delle strutture e la carpenteria dei quadri di campo e parallelo saranno poi collegate con crimpatura, all'inizio e alla fine con un cavo di rame nudo di sez. 35 mmq alla rete di terra.

La terra del campo fotovoltaico sarà collegata alla terra della cabina elettrica e di tutte le apparecchiature in essa contenute.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

Inoltre, ai sensi delle norme tecniche CEI 81 – 1,3,4 sarà studiata, in fase esecutiva, la probabilità che si verifichi una fulminazione diretta o indiretta dell'impianto e sarà valutata la necessità di installare un impianto di protezione da fulminazione.



13. MISURA DELL'ENERGIA

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo alla rete è necessario misurare:

- l'energia fotovoltaica prelevata/impressa in rete (M1)
- l'energia fotovoltaica prodotta (M2)

L'utenza dell'impianto oggetto di tale studio è classificabile come utente *attivo-attivo* poiché cede tutta l'energia prodotta, al netto delle perdite e dell'energia auto consumata per i servizi ausiliari (cessione totale dell'energia prodotta).

In tale situazione i trasformatori amperometrici (TA) e i trasformatori voltmetrici (TV) di misura relativi al misuratore di energia impressa M1 si collocano nella cabina utente a valle dell'interruttore generale DG, mentre il misuratore M1 sarà collocato nel locale misure (come da Schema Unifilare). Il misuratore dell'energia prodotta M2 verrà installato lato bt a valle del dispositivo di interfaccia.

13.1. Competenze relative ai misuratori

La tipologia di impianto in cui rientra quello in oggetto prevede diverse possibilità per quanto concerne l'installazione, la manutenzione dei misuratori di energia M1 e M2 oltre che per la raccolta, registrazione e validazione delle misure periodiche dell'energia prodotta.

14. COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE

L'impianto Fotovoltaico deve essere sottoposto a collaudo e a verifiche periodiche, le quali fanno parte integrante della manutenzione. Alcune delle verifiche sono specifiche degli impianti fotovoltaici altre sono comuni a tutti gli impianti elettrici.

Il collaudo e le verifiche comportano una serie di operazioni atte a controllare il corretto funzionamento dell'impianto.

L'azione più importante in queste fasi è l'esame a vista. Nell'ambito dell'esame a vista ci si accerta che gli ombreggiamenti siano quelli previsti dal progetto, che i componenti dell'impianto siano idonei all'uso previsto, integri ed installati correttamente e che non siano stati manomessi o presentino difetti o anomalie visibili.

I punti principali dell'esame a vista sono di seguito elencati:



CONTROLLI	COLLAUDO	VERIFICA PERIODICA
MODULI		
Fissaggio dei moduli e delle eventuali strutture di sostegno	☐	☐
Presenza di crepe, penetrazione di umidità ecc.	☐	☐
Corrosione delle cornici	☒	☐
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	☐	☐
Cassette di terminazione: rotture, presenza di acqua, ingresso cavi, corrosione dei morsetti	☒	☐
Idoneità targhe e marcature	☐	☐
CAVI		
Tipo di cavo e posa	☐	☒
Segni di cortocircuito e danneggiamenti meccanici	☒	☐
Identificazione dei circuiti	☐	☐
QUADRI SCATOLE DI DERIVAZIONE		
Installazione come da progetto	☐	☒
Morsetti: idoneità e serraggio	☐	☐
Presenza di acqua, corrosione	☒	☐
Continuità dei fusibili	☒	☐
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	☐	☐



Idoneità targhe e marcature	☐	☐
INVERTER		
Corretta installazione		X
Segnalazioni di corretto funzionamento, allarme o avaria	☐	☐
Collegamenti alle stringhe o ai cavi intermedi	☐	☐
Ventilazione	☐	☐
Idoneità targhe e marcature	☐	☐

o: il controllo si applica; X: il controllo non si applica

Tabella 9 Collaudo e verifica periodica dei vari elementi d'impianto

In contemporanea alle verifiche periodiche deve essere effettuata la manutenzione. Questa deve essere svolta da personale qualificato nonché da imprese abilitate ai sensi del D.M. 37/08.

La manutenzione si programma insieme alle verifiche e la si effettua almeno una volta l'anno.

In generale la manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter ed eseguire la pulizia con acqua delle superfici dei moduli.

È opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

14.1. Misure e prove

Gli apparecchi per le misure sul lato c.c. devono essere adatti per la corrente continua, altrimenti potrebbero danneggiarsi e mettere in pericolo l'operatore. Gli strumenti in c.a. devono essere sensibili al vero valore efficace (TRMS) della grandezza misurata.

Le misure vanno eseguite in condizioni meteorologiche stabili, ad evitare repentini cambiamenti dell'irraggiamento solare. Vanno inoltre evitate le ore più calde della giornata, poiché le elevate temperature



riducono il rendimento dell'impianto, e le giornate particolarmente umide, in quanto il vapore acqueo in sospensione nell'aria aumenta l'irraggiamento diffuso, a discapito di quello diretto.

In seguito, sono poi elencate le prove che vanno eseguite prima di mettere in servizio l'impianto:

- Verifica delle tensioni e correnti di stringa
- Misura dell'isolamento dei circuiti
- Verifica dei collegamenti equipotenziali.

14.2. Misure di tensione e di corrente

Si misura la tensione a vuoto delle singole stringhe con un voltmetro per correnti continue con la temperatura per quanto possibile costante correggendo il valore misurato attraverso il coefficiente di temperatura fornito dal costruttore dei moduli riportandolo alle condizioni di prova standard (STC).

Le tensioni a vuoto delle stringhe dovrebbero risultare uguali fra loro e pari alla somma delle tensioni a vuoto dei moduli che compongono la stringa stessa; le inevitabili differenze di tensione tra le stringhe non dovrebbero superare il 5%.

Per le misure di corrente bisogna tenere conto del fatto che queste sono fortemente influenzate dall'irraggiamento e molto meno dalla temperatura; questo suggerisce che le misure di corrente vanno eseguite a condizioni di irraggiamento per quanto possibile costante. Gli strumenti adoperati per tali misure possono essere le pinze amperometri che permettono di misurare le correnti senza interrompere il circuito ed accedere a parti attive. Sarà necessario che le correnti di c.to c.to prodotte siano la corrente quelle previste.

Le suddette misure vanno eseguite per ogni inverter (sottocampo) seguendo le seguenti procedure:

- Aprendo i dispositivi di sezionamento generale a valle e a monte dell'inverter (lato c.c. lato c.a.)
- Chiudere in c.to c.to i morsetti fuori tensione del dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (lato c.c.) con un conduttore di sezione pari a quella del cavo che alimenta l'inverter
- Chiudere il suddetto dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (azionabile sotto carico) e misurare con la pinza amperometrica la corrente totale di c.to c.to del sottocampo e le correnti di c.to c.to su ogni stringa
- Confrontare i valori di corrente, misurati nelle condizioni di irraggiamento effettivo, con le correnti di c.to c.to in condizioni di prova standard, mediante le curve caratteristiche fornite dal costruttore dei moduli

Bisogna mettere in conto una riduzione del 5% dovuto al mismatch sicché la corrente di c.to c.to del generatore fotovoltaico costituito da n stringhe vale:



$$(I_{SC})_{gen} = 0,95 \cdot n \cdot (I_{SC})_{mod}$$

Riduzioni significative della corrente di corto circuito I_{SC} del generatore fotovoltaico sono in genere dovute a ombreggiamenti, correnti di guasto a terra oppure a tensioni di stringa diverse tra loro (che dovrebbero essere già emerse dalle misure di tensione).

14.3. Misure di potenza (prestazioni)

La potenza in corrente continua (P_{CC}) può essere misurata direttamente con un wattmetro, oppure come prodotto delle misure (contemporanee) di tensione e di corrente.

La misura della potenza erogata dal generatore fotovoltaico (sottocampo collegato ad un inverter) permette di stabilire se è quella attesa, tenuto conto delle condizioni ambientali di funzionamento, e di quanto le perdite si discostino da quelle ipotizzate nel progetto.

Si misura la potenza all'uscita di ogni inverter con un wattmetro con precisione almeno del 2%. Il rispetto della condizione $P_{CA} > 0,9P_{CC}$, dove P_{CA} è la potenza attiva (kW) misurata all'uscita dell'inverter, attesta che l'inverter stesso garantisce il rendimento minimo richiesto.

14.4. Prova dell'inverter

Per verificare il corretto funzionamento dell'inverter occorre effettuare almeno una prova di avviamento dell'impianto ed una prova di mancanza della rete elettrica.

Prova di avviamento

1. Interruttore c.a. aperto e sezionatori lato c.c. chiusi. L'inverter deve segnalare presenza di tensione c.c. e mediante display deve segnalare ricerca rete elettrica
2. Interruttore lato c.a. chiuso. L'inverter deve verificare che i valori di tensione e frequenza rientrino nei limiti prestabiliti.
3. L'inverter deve procedere alla ricerca del punto di massima potenza (MPPT) ed erogare la potenza massima ottenibile dal generatore, nelle condizioni ambientali in cui si effettua la misura.

Prova di mancanza rete

La mancanza di rete viene simulata aprendo l'interruttore lato c.a. In questa situazione l'inverter deve porsi in Stand-By; deve accendersi la segnalazione prevista per la mancanza di rete.



15. CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO

L'impianto, secondo il preventivo di connessione (Codice Rintracciabilità: **504447547**), sarà allacciato alla rete di Distribuzione tramite Realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in entra/esci sulla **linea MT esistente**.

Le opere da realizzare per la connessione si articolano in:

- Posa di una nuova cabina di consegna MT/BT del tipo prefabbricata DG2061 ed.9, che ricade all'interno del foglio di mappa n°262 particella 13 del comune di Erice (TP);
- posa di n°2 nuovi elettrodotti interrati all'interno dello stesso scavo costituiti da n.ro 2 cavi a elica visibile del tipo 3x1x185 mmq di lunghezza pari a 80 m;
- Connessione in entra/esci alla linea MT interrata esistente denominata "Napola" situata in Via Baglio Canta, snc.

Si precisa che le opere di rete per la connessione dell'impianto saranno eseguite e gestite da E-Distribuzione e saranno interrate su viabilità pubblica (via Baglio Canta).

16. CAMPI ELETTROMAGNETICI

Sono state valutate le emissioni elettromagnetiche associate alle infrastrutture elettriche presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto e connesse ad esso, ai fini della verifica del rispetto dei limiti della legge n.36/2001 e dei relativi Decreti attuativi.

16.1. Moduli fotovoltaici

I moduli utilizzati sono tipo bifacciali della **RISEN RSM132-8-720-745BHDG Bifacciali, o similari** delle dimensioni pari a **2384x 1303 x 35 mm** o similari con potenza nominale di **745 Wp** con celle fotovoltaiche in Silicio Monocristallino.

Tutti i moduli sono certificati secondo la norma CEI EN 61215 e IEC 61370, sono marchiati CE, e sono testati e certificati in classe I in base alla UNI 9177.

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente e tensione continue e non in corrente alternata; per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata.

Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma CEI 82-8 (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.



16.2. Inverter

L'inverter è l'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, premettendo che gli inverter verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di progettazione esecutiva si è ipotizzato di utilizzare **n. 7 inverter di stringa associati a n.ro 1 cabina di trasformazione BT/MT.**

L'inverter è costituito principalmente da:

- **sezione di arrivo** dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misure;
- **convertitore statico**, provvisto di ponte a **IGBT** a commutazione forzata, logiche di comando, protezioni, autodiagnostica e misure;
- **sezione di uscita** in corrente alternata, comprendente i dispositivi di comando del parallelo.

Il convertitore si pone immediatamente in stand-by in mancanza di insolazione, e ripristina il proprio funzionamento non appena le condizioni tornano favorevoli. L'algoritmo MPPT (di inseguimento continuo del punto di massima potenza) integrato mantiene continuamente il campo fotovoltaico nelle migliori condizioni operative.

Le questioni di compatibilità elettromagnetica concernenti i buchi di tensione (fino ai 3 s in genere) sono in genere dovute al coordinamento delle protezioni effettuato dal gestore di rete locale.

Il modello di Moduli ed inverter verranno confermati durante le fasi di redazione del progetto esecutivo in relazione alla disponibilità dei fornitori.

16.3. Le linee elettriche

Le linee elettriche (elettrodotti) sono utilizzate per la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica.

Attualmente in Italia la distribuzione dell'energia elettrica avviene principalmente attraverso due tipologie di elettrodotti:

- Linee aeree – costituite da fili conduttori tesi in aria tra sostegni (tralicci) e fissati ad essi attraverso elementi isolanti.
- Linee interrate – costituite da conduttori avvolti in appositi materiali isolanti in modo da permettere una maggiore vicinanza tra i conduttori senza il rischio di scariche.

Le due principali tipologie possono essere classificate in base alla tensione di esercizio, come di seguito riportato:

- Linee elettriche di distribuzione ad alta tensione (AT – in prevalenza 132 – 150 kV): partono dalle stazioni elettriche primarie ed alimentano le grandi utenze o le cabine primarie da cui originano le linee di distribuzione a media tensione.



- **Linee elettriche di distribuzione a media tensione** (MT – in prevalenza 15 – 30 kV): partono dalle cabine primarie ed alimentano le cabine secondarie e le medie utenze industriali. Il presente studio si occuperà di linee interrate a media tensione (30 kV).
- Nuovo standard di connessione alla RTN con Linee elettriche di distribuzione a 36 kV: Nuovo standard di connessione introdotto da TERNA per la connessione di impianti di produzione con potenza fino a 100 MW.

16.4. Le linee elettriche interrate a MT

Le cabine BT/MT sono connesse alla cabina di consegna del Distributore di rete tramite cavidotto interrato.

Oltre a ridurre l'impatto paesaggistico i cavi interrati riducono in maniera significativa anche il campo elettrico ed il campo magnetico. I cavi delle linee interrate sono costituiti generalmente da un conduttore cilindrico, una guaina isolante, una guaina conduttrice ed un rivestimento protettivo. In genere i cavi con tensione di esercizio di 15/20 kV vengono posizionati nel terreno ad una profondità minima di 1 metro e possono essere disposti a terna piana (in piano ad alcuni centimetri di distanza l'uno dall'altro) o a trifoglio (ai vertici di un ipotetico triangolo e quindi attaccati l'uno all'altro). In prossimità delle linee elettriche si generano sempre un campo elettrico ed un campo magnetico a frequenza industriale (50Hz).

L'intensità del campo elettrico dipende principalmente dalla tensione della linea e aumenta al crescere della tensione. Il valore efficace dell'intensità del campo elettrico prodotto in un punto da una linea di data tensione si mantiene costante. Hanno influenza sul campo elettrico, oltre che la tensione, la distanza dalla linea (presenta un massimo a qualche metro di distanza dall'asse della linea e decresce man mano che ci si allontana), la distanza dei conduttori da terra e la disposizione dei conduttori. Nel caso di linee elettriche interrate i campi elettrici già al disopra delle linee sono insignificanti e sempre minori rispetto alle linee aeree grazie all'effetto schermante del rivestimento del cavo e del terreno. Il campo magnetico di una linea elettrica dipende dall'intensità della corrente che circola nei conduttori. Poiché la corrente può variare nell'arco della giornata, della settimana o dell'anno anche l'intensità del campo magnetico varia di conseguenza. Hanno influenza sul campo magnetico oltre alla corrente anche la distanza dalla linea, la distanza dei conduttori da terra, la disposizione dei conduttori.

Il campo magnetico generato da una linea interrata si distribuisce in maniera diversa rispetto a quello generato da una linea aerea di tensione e di corrente corrispondente per diversi motivi. In primo luogo risulta diversa la distanza minima che separa i conduttori stessi da terra (almeno 1 metro). A causa di questo risulta che il valore massimo di campo magnetico prodotto dall'elettrodotto interrato al disopra dei cavi risulta confrontabile, se non addirittura maggiore, di quello prodotto da un elettrodotto aereo di pari caratteristiche elettriche. Tuttavia essendo diversa anche la distanza che separa i vari conduttori tra loro (pochi centimetri), si ha che, non appena ci si allontana dalla linea, i valori di campo magnetico prodotti dall'elettrodotto interrato si riducono assai più rapidamente di quelli dell'elettrodotto aereo.



16.5. Calcolo e verifica dei campi ELF emessi dalla linea interrata in esame

I campi ELF oltre che misurati possono essere stimati attraverso l'utilizzo di programmi di calcolo per la cui applicazione è necessaria la conoscenza di alcuni dati della linea elettrica. In particolare serve conoscere le caratteristiche geometriche della linea (diametro dei conduttori e loro reciproca posizione spaziale, distanza da terra), le sue caratteristiche elettriche (tensione, intensità di corrente) e la posizione (distanza e altezza) del punto dove devono essere valutati i campi rispetto ai conduttori della linea. Il calcolo che segue si rifà direttamente alle indicazioni della norma CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche” pubblicata dal Comitato Elettrotecnico Italiano nel luglio 1996. Trascurando il calcolo di verifica del campo elettrico che, per come detto in precedenza, risulta non significativo per le linee elettriche interrate, l'algoritmo di calcolo utilizzato per il calcolo dell'induzione magnetica generata da una linea ha come punto di partenza la legge Biot-Savart che consente di calcolare in un generico punto dello spazio il valore dell'induzione magnetica B prodotta da un conduttore rettilineo percorso da una corrente I attraverso la:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{r} \cdot (u_i \wedge u_r)$$

dove:

- r è la distanza tra il conduttore e il punto di calcolo;
- $(u_i \wedge u_r)$ è il prodotto vettoriale dei versori che indicano il verso della corrente e della relativa normale

Nelle formule che seguono, l'induzione magnetica B viene misurata in microtesla (μT), le correnti I in ampère (A), le distanze in metri (m) e le superfici A in metri quadrati (m^2). Naturalmente B e I vanno intesi come valori efficaci.

Sviluppando la relazione precedente per un insieme di N conduttori rettilinei, orizzontali e paralleli fra loro, e dette (x_i, y_i) le coordinate del conduttore i-esimo, le componenti x e y totali dell'induzione magnetica generata nel punto dello spazio (x, y) dall'intera configurazione di conduttori possono essere espresse attraverso le seguenti relazioni:

$$\vec{B}_x = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \sum I_i \left[\frac{(x-x_i)}{(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2} \right]; \quad \vec{B}_y = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \sum I_i \left[\frac{(y-y_i)}{(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2} \right]$$

Nella verifica che segue altresì, a vantaggio delle misure di prevenzione sanitaria contro l'elettrosmog a tutela dei bambini, così come fissato dalla Circolare del Ministro dell'Ambiente 3 agosto 1999, la soglia massima di sicurezza di 0,2 microtesla (μT) per l'induzione magnetica.

16.6. Condizioni di carico e ipotesi di calcolo

Per la trasmissione di energia elettrica interrata sono utilizzati (nella sezione di massimo carico) un fascio di cavi per media tensione. Il fascio è formato da tre conduttori unipolari in alluminio, con tipo di isolatore ad alto modulo elastico e schermati sotto guaina di PVC e disposti in piano alla profondità di 1.0 m. Il campo elettrico risulta ridotto in maniera significativa per l'effetto combinato dovuto alla speciale guaina schermante del cavo ed alla presenza del terreno che presenta una conducibilità elevata. La riduzione così operata del campo elettrico consente agli individui di avvicinarsi maggiormente ai conduttori stessi, i quali come già detto sono di solito interrati a pochi metri di profondità. Poiché il campo elettrico risulta ampiamente entro i limiti di legge, sia nel caso della potenza effettiva calcolata sia nel caso di potenza nominale, non verrà considerato nei grafici che seguono. La disposizione dei cavi in opera è rettilinea.

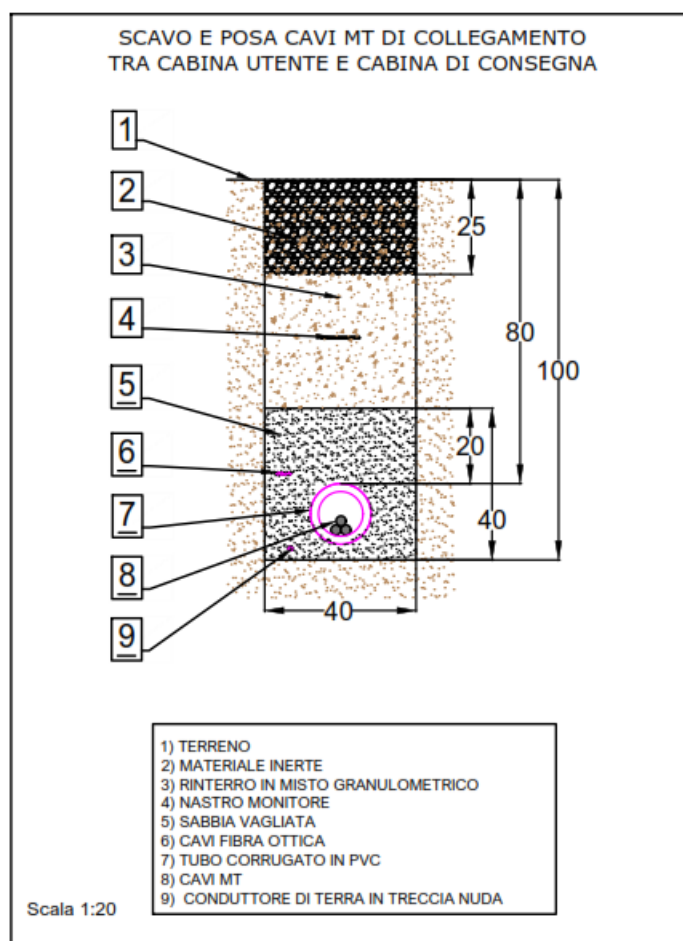


Figura 5 – Schema tipico di posa del cavo entro cavidotto



16.7. Risultati del calcolo per il cavidotto in MT interrato tra la cabina di trasformazione e la cabina di consegna

Nel caso in esame abbiamo un sistema trifase collegato a triangolo simmetrico ed equilibrato, con conduttori spaziati d ; il campo per cavi tripolari ha un valore:

$$B=0,245 \times (I \times d) / r^2 \quad [\mu T]$$

La potenza massima in uscita dalla cabina dell'impianto è pari a **875 kVA** con una tensione di 20 kV.

Pertanto la corrente in uscita risulta:

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{875 kVA}{20 kV \cdot \sqrt{3}} = 26 A$$

Per il cavo è possibile utilizzare un cavo ad elica tipo **ARE4H5EX 12/20 kV** o similare con le seguenti specifiche:

- Formazione 3x1x95 mm²
- Diametro Conduttore 9,9 mm
- Diametro esterno 32 mm
- Spessore isolante 5,5 mm

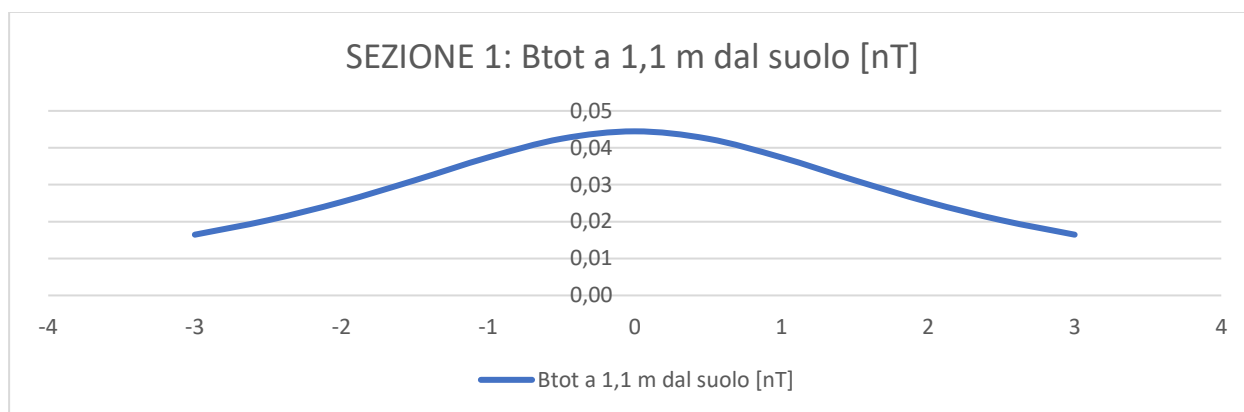
Trattandosi di un cavo elicordato i tre conduttori sono disposti ad elica e a contatto pertanto la distanza tra due conduttori adiacenti coincide con il diametro esterno del conduttore:

$$d= 32 \text{ mm}$$

Con i dati sopra riportati si ottengono i seguenti valori di induzione magnetica calcolati ad un'altezza dal suolo di 1,1 mt, con cavi posati ad una profondità di 1,0 m, calcolando il valore di B a distanza di 0,5 - 1 - 1,5 - 2 - 2,5 - 3 m dall'asse centrale:



Distanza dall'asse centrale [m]	Btot a 1,1 m dal suolo [nT]
-3	0,02
-2,5	0,02
-2	0,03
-1,5	0,03
-1	0,04
-0,5	0,04
0	0,04
0,5	0,04
1	0,04
1,5	0,03
2	0,03
2,5	0,02
3	0,02



Come si può notare, il valore di qualità indicato nella Circolare del Ministero dell'Ambiente di $0,2 \mu\text{T}$ è sempre verificato.

I valori di induttanza magnetica calcolati sono ampiamente al di sotto del valore stabilito dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 di $3 \mu\text{T}$ e non necessitano fasce di rispetto dall'asse del cavidotto.

16.8. Calcolo Induzione magnetica per il cavidotto BT interrato tra gli inverter e la cabina di trasformazione

Ogni inverter avrà una potenza massima in uscita pari a 125 kVA con una tensione di 0,40 kV, pertanto la corrente di fase per ogni inverter è pari a:

$$I = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 0,40} = 180 \text{ A}$$

All'interno dello stesso cavidotto saranno posati i cavi di n.3 inverter

Per il cavo è possibile utilizzare un cavo unipolare tipo ARG16R16-0,6/1kV o similare con le seguenti specifiche:

- Formazione 3x1x240 mm²
- Diametro Conduttore 18,4 mm
- Diametro esterno 25,2 mm
- Spessore isolante 1,7 mm.

All'interno dello stesso cavidotto verranno posati n. 6 terne in BT (relative a n.3 inverter).

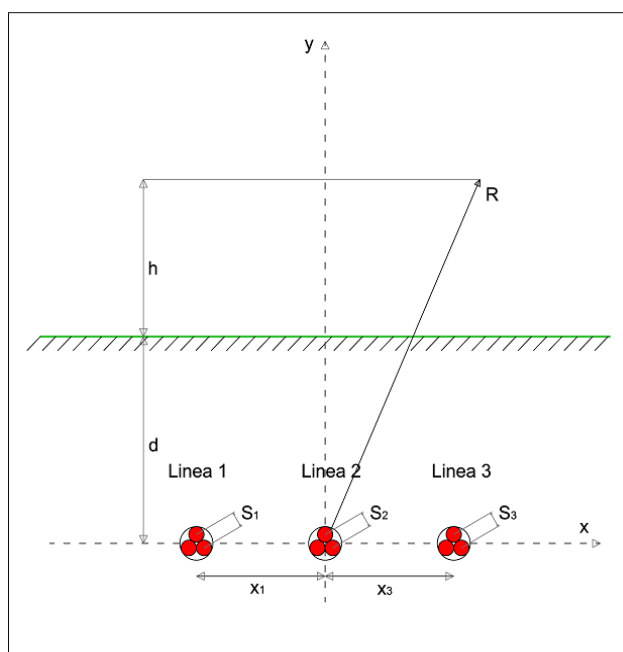


Figura 6 –tipico cavi BT nello stesso scavo

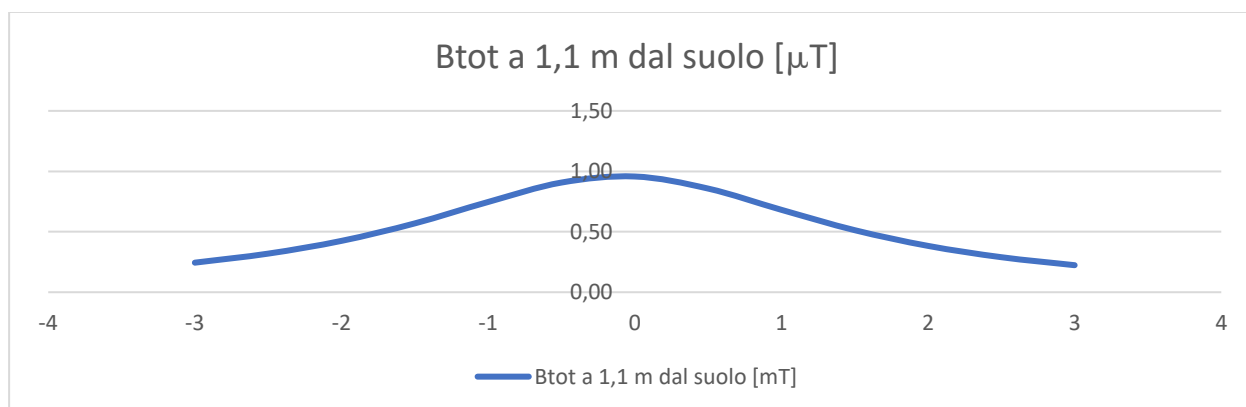
Trattandosi di un cavo unipolare i 3 conduttori BT saranno disposti a triangolo a contatto pertanto la distanza tra due conduttori adiacenti coincide con il diametro esterno del conduttore:

$$d = s_1 = s_2 = s_3 = 25,2 \text{ mm}$$

Con i dati sopra riportati si ottengono i seguenti valori di induzione magnetica calcolati ad un'altezza dal suolo di 1,1 mt. Con cavi posati ad una profondità di 0,6 m:



Distanza dall'asse centrale [m]	Btot a 1,1 m dal suolo [μ T]
-3	0,24
-2,50	0,32
-2,00	0,42
-1,50	0,57
-1	0,75
-0,5	0,91
0	0,96
0,5	0,86
1	0,68
1,50	0,51
2,00	0,38
2,50	0,29
3	0,22



Come si può notare, il valore di qualità indicato nella Circolare del Ministero dell'Ambiente di $0,2 \mu\text{T}$ è verificato ad una distanza dall'asse del cavidotto di 3 m.

I valori di induttanza magnetica calcolati sono ampiamente al di sotto del valore stabilito dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 di $3 \mu\text{T}$.

16.9. Campi elettrici e campi magnetici nelle cabine MT/BT

Nel caso in esame la cabina MT/BT è installata all'interno del campo fotovoltaico non in prossimità da zone abitate.

Si applicano comunque i limiti del DPCM 8/7/03 che impongono come valori $3 \mu\text{T}$ e $10 \mu\text{T}$. Per il calcolo proposto bisogna fare le seguenti considerazioni



Il campo magnetico dipende dal valore della corrente e questa dipende dal carico

I limiti si riferiscono a valori mediani misurati nell'arco delle 24 ore, nelle normali condizioni di esercizio.

Nella nostra situazione nelle cabine MT/BT, il campo magnetico è più elevato in corrispondenza della linea che collega i trasformatori (uno per cabina) al quadro generale BT situato nelle cabine stesse. La verifica del rispetto dei limiti imposti dalle norme verrà eseguito per il tratto di linea sopra indicato che comporta il maggior contributo in termini di induzione magnetica.

Per il collegamento del quadro di bassa tensione presente in cabina (Grid Board) con il secondario del trasformatore si utilizzano cavi di tipo ARG16R16-0,6/1kV.

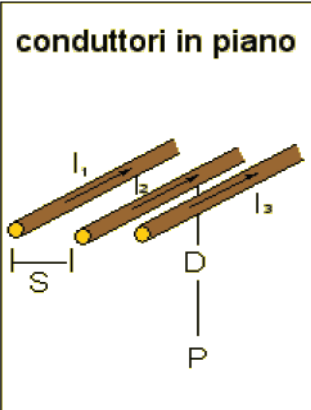
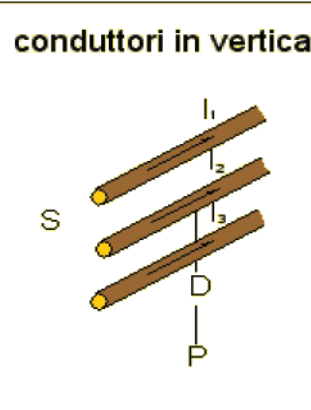
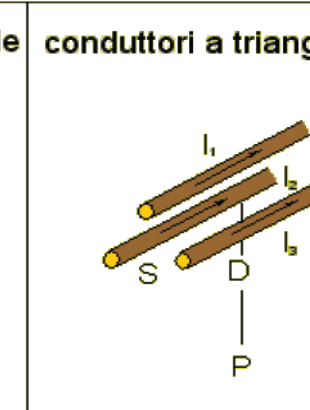
La corrente nominale che scorre su ciascun conduttore nella situazione di massima produttività dell'impianto fotovoltaico sarà di:

$$I = \frac{A}{\sqrt{3} \cdot V}$$

dove A è la potenza apparante in VA del trasformatore.

Ogni fase sarà composta da 3 conduttori di sezione 240 mm². Il cavo che unisce il grid board con il secondario del trasformatore elevatore sarà posato nella vasca sottostante la cabina elettrica. La posa dei tre cavi sarà effettuata in orizzontale mantenendo la distanza minima tra i conduttori.

Il campo elettrico risulta ridotto essendo i cavi interessati percorsi da correnti in bassa tensione. Dovranno invece essere valutati i campi di induzione magnetica generati essendo i valori di corrente elevati.

conduttori in piano	conduttori in verticale	conduttori a triangolo
		
$B_P (\mu T) = 0,346 \times I/D \times S/D$		$B_P (\mu T) = 0,245 \times I/D \times S/D$

Induzione magnetica generata nel punto P da una linea trifase con conduttori rettilinei, paralleli e correnti equilibrate e simmetriche (CEI 106-12).

Quindi la corrente che scorre in ogni fase del lato BT del trasformatore sarà pari a:

$$I = \frac{875}{\sqrt{3} \cdot 0,40} = 1263 \text{ A}$$



Per la connessione in uscita da ogni quadro BT all'interno di cabina verranno utilizzate delle barre di rame di dimensioni non inferiori a 100x10 mm una ogni fase disposte in piano.

La distanza tra due barre di rame da considerare è di circa diventa:

$$d = 20 \text{ mm}$$

Nel caso in esame abbiamo un sistema trifase collegato in piano ed equilibrato, con conduttori spaziati d;

$$B = 0,346 \times (I \times d) / r^2 \quad [\mu T]$$

Pertanto si verifica $B = 0,2 \mu T$ alla distanza di

$$r = \sqrt{\frac{0,346 \cdot 1263 \cdot 20 \cdot 10^{-3}}{0,2}} = 6,61 \text{ m}$$

Pertanto si verifica $B = 3 \mu T$ alla distanza di

$$r = \sqrt{\frac{0,346 \cdot 1263 \cdot 20 \cdot 10^{-3}}{3}} = 1,71 \text{ m}$$

Pertanto si verifica che per la cabina si ottiene un valore di induzione $B \leq 3 \mu T$ alla distanza di $r \geq 1,71 \text{ m}$.

Come si può notare il valore indicato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 di $3 \mu T$ non si raggiunge a distanza maggiore di 1,6 m dalle cabine di nuova realizzazione.

Ovviamente il cavo sarà posato all'interno della struttura che andrà a minimizzare ulteriormente i valori di induzione magnetica. Inoltre i calcoli sono stati effettuati per la situazione in cui l'impianto, si trova in condizioni di massima produttività e questo avviene solo durante le stagioni estive e per poche ore al giorno.

Per le considerazioni sopra svolte, per le indicazioni che vengono dalla letteratura scientifica e per le risultanze di calcolo, si può affermare che le cabine di trasformazione BT/MT dell'impianto fotovoltaico daranno contributi in termini di campo elettrico e di induzione magnetica che nei riguardi delle abitazioni più prossime risulteranno al di sotto dei limiti di esposizione dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità di cui al DPCM 8 luglio 2003.

16.10. Conclusioni

Il parco fotovoltaico "Erice" e le opere annesse non producono effetti negativi da campi elettrici e magnetici sulle risorse ambientali e sulla salute pubblica.



La limitazione dell'accesso all'impianto a persone non autorizzate e la ridotta presenza di potenziali ricettori garantisce ampiamente di rispettare la distanza di sicurezza tra persone e sorgenti di campi elettromagnetici.

Anche le opere utili all'allaccio dell'impianto alla rete elettrica nazionale, rispettano in ogni punto i massimi standard di sicurezza e i limiti prescritti dalle vigenti norme in materia di esposizione da campi elettromagnetici.