

COMMITTENTE:



PROGETTAZIONE:



## U.O. ENERGIA E TRAZIONE ELETTRICA

## PROGETTO DEFINITIVO

## RADDOPPIO DELLA LINEA GENOVA – VENTIMIGLIA TRATTA FINALE LIGURE - ANDORA

### IMPIANTI LFM

Stazione di Albenga - Relazione tecnica impianto fotovoltaico

SCALA:

-

COMMESSA LOTTO FASE ENTE TIPODOC. OPERA/DISCIPLINA Progr. REV.

I V 0 I 0 0 D 1 8 C L L F 0 4 0 0 0 0 4 A

Rev	Descrizione	Redatto	Data	Verificato	Data	Approvato	Data	Autorizzato Data
A	Emissione definitiva	L. Giorgini	Gennaio 2022	A. Bovio	Gennaio 2022	G. Fadda	Gennaio 2022	Guido Guidi Buffarini Gennaio 2022

ITALFERR S.p.A.  
U.O. Energia Elettrotecnica  
Ing. Guido Guidi Buffarini  
Ordine Ingegneri Provincia di Roma  
n° 17812

File: IV0100D18CLLF0300004A.doc

n. Elab.:

## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO.....</b>	<b>4</b>
2.1	LEGGI, DECRETI E CIRCOLARI .....	4
2.2	NORME SUGLI IMPIANTI ELETTRICI .....	6
2.3	NORME TECNICHE DEL SETTORE (IMPIANTI FOTOVOLTAICI) .....	8
2.4	COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA .....	9
2.5	NORME UNI.....	10
2.6	DELIBERE.....	11
2.7	DIRETTIVE ENEL .....	12
2.8	SPECIFICHE TECNICHE RFI.....	12
<b>3</b>	<b>TERMINOLOGIA .....</b>	<b>13</b>
<b>4</b>	<b>DOCUMENTI DI PROGETTO.....</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>SCELTE PROGETTUALI .....</b>	<b>16</b>
5.1	DIMENSIONAMENTO .....	17
5.2	PRODUCIBILITÀ E OMBREGGIAMENTI .....	18
5.3	INTERFACCIAMENTO CON LA RETE .....	18
5.4	SCELTA DELLA TENSIONE DC.....	19
<b>6</b>	<b>CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>20</b>
6.1	DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE.....	20
6.2	FATTORI MORFOLOGICI AMBIENTALI .....	21
6.3	DATI DI PROGETTO .....	21
6.4	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	22
6.4.1	Moduli FV.....	23
6.4.2	Strutture di sostegno dei moduli.....	24
6.4.3	Dispositivo per la conversione DC/AC (inverter).....	24
6.4.4	Cavi e cablaggi.....	26
6.4.5	Contatori di energia.....	27
6.4.6	Sezione interfaccia rete.....	28
6.4.7	Canalizzazioni Portacavi .....	29
<b>7</b>	<b>RENDIMENTO ENERGETICO DEL GENERATORE FV .....</b>	<b>30</b>
<b>8</b>	<b>CALCOLO CORRENTI DI CORTO CIRCUITO .....</b>	<b>33</b>
<b>9</b>	<b>VERIFICA DI COMPATIBILITÀ DEI COMPONENTI.....</b>	<b>34</b>
9.1	CALCOLI ELETTRICI .....	34
9.2	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN C.C. E C.A. ....	36
9.2.1	Calcolo della portata delle condutture (criterio termico).....	36
9.2.2	Calcolo della caduta di tensione (c.d.t).....	36
9.3	PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE .....	39
<b>10</b>	<b>PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....</b>	<b>40</b>
10.1	SISTEMA A.C. ....	40
10.2	SISTEMA C.C. ....	40

## 1 PREMESSA

La presente relazione tecnica illustra le scelte tecniche progettuali ipotizzate per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico che sarà installato sulla copertura del Fabbricato Viaggiatori nella stazione di Albenga, all'interno della tratta Andora-Finale Ligure, da realizzare nell'ambito dei lavori del raddoppio della linea Genova-Ventimiglia.

L'impianto sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Campo fotovoltaico
- Inverter
- Quadri di Stringa

In particolare, i moduli saranno fissati sulla copertura piana con un'inclinazione di  $0^\circ$  rispetto all'orizzontale ed un orientamento con un azimut di  $-46^\circ$ . Le strutture di sostegno sono realizzate mediante telaio in alluminio.

Per quanto riguarda la stima di produttività si sono considerati i valori di irraggiamento riportati nella normativa UNI 10349 ed UNI 8477.

Si evidenzia che i calcoli allegati sono sviluppati con programmi software dedicati, i quali utilizzano le apparecchiature elettriche delle principali ditte fornitrici, universalmente riconosciuti di elevata affidabilità e debitamente validati.

## 2 NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

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

### 2.1 Leggi, Decreti e Circolari

- D.Lgs. 81/2008: Testo unico della sicurezza riguardante le Misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- D.Lgs. n.504 del 26/10/1995, aggiornato nel 1/06/2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.
- D.Lgs. n.387 del 29/12/2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Legge n.239 del 23/08/2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- D.Lgs. n.192 del 19/08/2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.Lgs. n.311 del 29/12/2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19/08/2005, n.192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- D.Lgs. n.115 del 30/05/2008: attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- D.Lgs. n.56 del 29/03/2010: modifiche e integrazioni al decreto 30/05/2008, n.115.
- Decreto del presidente della repubblica n.59 del 02/04/2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19/08/2005, n.192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

- D.Lgs. n.26 del 2/02/2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Decreto Legge n.73 del 18/06/2007: testo coordinato del Decreto Legge 18/06/2007, n.73.
- Decreto 2/03/2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- Legge n.99 del 23/07/2009: disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Legge 13/08/2010, n.129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8/07/2010, n.105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)
- D.Lgs. n.28 del 3/03/2011: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
- D.M. 37/08 Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quaterdecies comma 13 lett. a della legge n°248 del 02/12/2005 recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- DCPREV, prot.5158: Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici (Edizione 2012)
- Nota DCPREV, prot.1324: Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 intitolata "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici"
- Decreto 19/02/2007: Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29/12/2003, n.387 (Secondo Conto Energia)
- Decreto 6/08/2010: Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare (Terzo conto Energia)
- Decreto 5/05/2011: Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quarto Conto Energia)
- Decreto 5/07/2012: Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3/03/2011, n.28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (Quinto Conto Energia)
- DM 02/03/2009: Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- Deliberazione 12/07/2012 292/2012/R/EFR: Determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del ministro

dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5/07/2012.

- D.Lgs. n.106/2017: Adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE n.305/2011 che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e che abroga la direttiva 89/106/CE
- Regolamento UE 305/11 concernente l'utilizzo dei "Prodotti da Costruzione"
- DM 11 ottobre 2011: "Criteri ambientali minimi per l'affidamento di servizi di progettazione e lavori per la nuova costruzione, ristrutturazione e manutenzione di edifici pubblici"

## 2.2 Norme sugli impianti elettrici

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-20 V1: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 23-51: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;

- CEI 81-8: Guida d'applicazione all'utilizzo di limitatori di sovratensioni sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- CEI 82-25 V1: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione - Variante"
- CEI 82-25 V2: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione - Variante"
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini
- CEI EN 50110-1 (11-48): Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50123: Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua
- CEI EN 50522 (CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI EN 50160 (110-22) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI EN 50438 (CT 311-1): Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1 - Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- 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 EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI EN 60898-1 (23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici
- CEI EN 61439-1: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione

- CEI EN 61643-11 (37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
- CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21 - Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23 - Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

### 2.3 Norme Tecniche del Settore (impianti fotovoltaici)

- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- CEI 82-25 V2: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
- CEI EN 50521 (CEI 82-31): Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove
- CEI EN 50524 (CEI 82-34): Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici
- CEI EN 50530 (CEI 82-35): Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1 - Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3 - Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici - Parte 1 - Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici - Parte 1 - Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente

- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2 - Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3 - Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici 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
- 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 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61727 (82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1 - Prescrizioni per la costruzione.
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): 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 sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 62108 (82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 62446-1 (CEI 82-56): Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione - Parte 1 - Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica: Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva

#### 2.4 *Compatibilità elettromagnetica*

- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC

- 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 61000-2-4 (110-27): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
- CEI EN 61000-3-2 (110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  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 e non soggette ad allacciamento su condizione
- CEI EN 61000-3-12 (210-81): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti – Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso  $> 16$  A e  $\leq 75$  A per fase.
- CEI EN 61000-6-1 (210-64): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera
- CEI EN 61000-6-2 (210-54): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche – Immunità per gli ambienti industriali
- CEI EN 61000-6-3 (210-65): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera
- CEI EN 61000-6-4 (210-66): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche

## 2.5 Norme UNI

- UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI/TR 11328-1:2009: Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell’energia raggiante ricevuta

## 2.6 Delibere

- Delibera ARG-elt n.33/08: Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 99/08, Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (TICA) e s.m.i.
- Delibera ARG-elt n.119/08: Disposizioni inerenti l'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. Deliberazione 84/2012/R/EEL 8/03/2012: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- Deliberazione 84/2012/R/EEL: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.
- Deliberazione 344/2012/R/EEL: Approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al codice di rete. modifica della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 8/03/2012, 84/2012/R/EEL.
- Delibera AEEG n.188/05, per le modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti.
- Delibera AEEG n.40/06, per integrare la deliberazione n.188/05.
- Delibera AEEG n. 88/07: Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera AEEG n. 89/07, Condizioni tecnico economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.
- Delibera AEEG 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.
- Delibera AEEG n. 281/05 e s.m.i. Delibere AEEG n.28/06 e n.100/06: Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi.
- Delibera AEEG n.84/12: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

## 2.7 *Direttive ENEL*

- DK 5310: Modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione da parte di ENEL Distribuzione del servizio di connessione alla rete elettrica con tensione nominale superiore ad 1 kV
- DK 5950: Criteri di allacciamento di tetti fotovoltaici alla rete BT di distribuzione
- DK5940: Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT

## 2.8 *Specifiche Tecniche RFI*

- RFI DTC ST E SP IFS ES 728 B – Sicurezza elettrica e protezione contro le sovratensioni per gli impianti elettrici ferroviari in bassa tensione;
- RFI DTC ST E SP IFS LF 650 A Istruzione tecnica per la fornitura e l'impiego dei cavi negli impianti ferroviari del settore energia;

Per quanto non esplicitamente indicato, dovranno in ogni caso essere sempre adottate tutte le indicazioni normative e di legge atte a garantire la realizzazione del sistema a regola d'arte e nel rispetto della sicurezza.

### 3 TERMINOLOGIA

*Cella fotovoltaica:*

Dispositivo semiconduttore che genera elettricità quando è esposto alla luce solare.

*Modulo fotovoltaico:*

Assieme di celle fotovoltaiche elettricamente collegate e protette dagli agenti atmosferici, anteriormente mediante vetro e posteriormente con vetro e/o materiale plastico. Il bordo esterno è protetto da una cornice in alluminio anodizzato.

*Pannello fotovoltaico:*

Un gruppo di moduli fissati su un supporto metallico.

*Stringa fotovoltaica:*

Un gruppo di moduli elettricamente collegati in serie. La tensione di lavoro dell'impianto è quella determinata dal carico elettrico "equivalente" visto dai morsetti della stringa.

*Campo fotovoltaico:*

Un insieme di stringhe collegate in parallelo e montate su strutture di supporto, generalmente realizzate con profilati in acciaio zincato.

*Corrente di cortocircuito di un modulo o di una stringa:*

Corrente erogata in condizioni di cortocircuito, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

*Tensione a vuoto di un modulo o di una stringa:*

Tensione generata ai morsetti a circuito aperto, ad una particolare temperatura e radiazione solare.

*Caratteristica corrente - tensione di un modulo o di una stringa:*

Corrente erogata ad una particolare temperatura e radiazione, tracciata quale funzione della tensione di uscita.

*Potenza massima di un modulo o di una stringa:*

Potenza erogata, ad una particolare temperatura e radiazione, nel punto della caratteristica corrente - tensione dove il prodotto corrente - tensione ha il valore massimo.

*Condizioni standard di funzionamento di un modulo o di una stringa:*

Un modulo opera alle "condizioni standard" quando la temperatura delle giunzioni delle celle è 25 °C, la radiazione solare è 1.000 W/m<sup>2</sup> e la distribuzione spettrale della radiazione è quella standard (AM 1,5).

*Condizioni operative di funzionamento di un modulo o di una stringa:*

Un modulo lavora in "condizioni operative" quando la temperatura ambiente è di 20°C, la radiazione di 800 W/m<sup>2</sup> e la velocità del vento di 1 m/s.

*Potenza di picco:*

Potenza erogata nel punto di potenza massima alle condizioni standard

*Efficienza di conversione di un modulo:*

Rapporto tra la potenza massima del modulo ed il prodotto della sua superficie per la radiazione solare, espresso come percentuale.

*Convertitore cc/ca (Inverter):*

Convertitore statico in cui viene effettuata la conversione dell'energia elettrica da continua ad alternata, tramite un trasformatore e un ponte a semiconduttori, opportuni dispositivi di controllo, che permettono di ottimizzare il rendimento del campo fotovoltaico.

## 4 DOCUMENTI DI PROGETTO

Sono parte integrante della presente relazione, i seguenti documento di progetto definitivo:

IV0I00D18PALF0400001	Impianti LFM - Stazione di Albenga - Layout impianto fotovoltaico
IV0I00D18DXLF0400005	Impianti LFM - Stazione di Albenga - Schema elettrico impianto fotovoltaico
IV0I00D18DXLF0400003	Impianti LFM - Stazione di Albenga - Schemi elettrici QGBT fronte quadro e dimensionamento cavi

## 5 SCELTE PROGETTUALI

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto dei seguenti fattori:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico
- disponibilità della fonte solare
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo)

Ai fini di garantire il corretto funzionamento di un impianto fotovoltaico e di ottimizzare la produzione di energia elettrica e i rendimenti dello stesso, limitando i fuori servizi ed aumentando di conseguenza la redditività dell'investimento, in questa fase occorre inoltre valutare i seguenti aspetti:

- Scelta dei componenti, in termini di apparecchiature idonee alle esigenze dell'impianto che si va a progettare;
- Suddivisione del campo FV nei vari sottocampi;
- Scelta delle taglie delle apparecchiature in modo da ottimizzare il rapporto qualità/prezzo.

## 5.1 Dimensionamento

Il Decreto Ministeriale del 11 ottobre 2017 definisce che il progetto di nuovi edifici o la riqualificazione energetica di edifici esistenti deve prevedere un sistema di approvvigionamento energetico in grado di coprire in parte o in toto il fabbisogno. Tra le soluzioni indicate dal decreto è stata scelta la realizzazione di un campo fotovoltaico, che verrà installato sulla copertura del Fabbricato Viaggiatori della Stazione in oggetto.

Il dimensionamento dell'impianto è stato eseguito in modo tale da garantire la taglia minima indicata nell' Articolo 11 comma 1 (Allegato 3) del Decreto Legislativo 28/2011 il quale afferma che, nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, la potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, deve essere almeno pari al valore calcolato con la seguente formula:

$$P = \frac{1}{K} \cdot S [kW]$$

Dove:

- S è la superficie in pianta dell'edificio a livello di piano terreno [m<sup>2</sup>];
- K è un coefficiente [m<sup>2</sup>/kW] che, in caso di richiesta del titolo edilizio dopo il 1/01/2017, assume i seguenti valore 50; la quale dovrà essere incrementata del 10% per edifici pubblici, secondo quanto indicato nel punto 6 del suddetto comma.

Ne risulta che, per il Fabbricato Viaggiatori di Albenga, a fronte di una superficie a livello di pian terreno di circa 27,5 m<sup>2</sup> la potenza minima da installare è di circa 1,15 kW.

Tuttavia, per il dimensionamento dell'impianto in oggetto verrà considerata l'intera superficie disponibile sulla copertura del fabbricato viaggiatori in maniera da ottenere la potenza massima da installare.

## 5.2 *Producibilità e Ombreggiamenti*

Dal punto di vista energetico, il criterio utilizzato nella scelta dell'esposizione dei generatori fotovoltaici (insieme di moduli e relative strutture di sostegno di un impianto fotovoltaico) è quello di massimizzare la quantità di energia solare raccolta su base annua. Generalmente, l'esposizione ottimale si ha scegliendo per i moduli un orientamento a Sud ed una inclinazione rispetto al piano orizzontale leggermente inferiore (tipicamente da 5° a 10° in meno della latitudine, in funzione del rapporto tra la radiazione annua diffusa e quella diretta del sito) al valore della latitudine del sito di installazione.

Tuttavia, dal momento che nel caso dell'impianto in oggetto l'orientamento e l'inclinazione dei moduli sono soggetti a vincoli architettonici del fabbricato, il generatore fotovoltaico presenta la seguente esposizione:

- Azimut : -59°
- Tilt : 0°

Al fine di smaltire agevolmente il calore prodotto dai moduli causato dall'irraggiamento solare diretto, e quindi di limitare le perdite per temperatura, si dovrà favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie su cui essi sono posati.

Le caratteristiche elettriche dei moduli (corrente di cortocircuito e corrente alla massima potenza) che fanno parte della stessa stringa saranno, per quanto possibile, simili tra loro in modo da limitare le perdite di potenza per mismatching di corrente. La scelta della tensione dei generatori fotovoltaici è stata fatta in modo da ridurre le correnti in gioco e quindi le perdite di potenza per effetto Joule.

Il dimensionamento delle condutture elettriche è stato fatto in modo da limitare le cadute di tensione al massimo entro il 2,5 % della tensione nominale del circuito, ed assicurare una durata di vita delle condutture pari almeno a quella dell'impianto (30 anni) tenendo conto delle particolari condizioni di posa delle stesse.

## 5.3 *Interfacciamento con la rete*

L'impianto di produzione di energia elettrica da fotovoltaico, oggetto della presente relazione, produrrà energia che sarà in buona parte utilizzata per soddisfare le esigenze delle utenze esistenti (autoconsumo in loco) e in piccola parte ceduta alla rete elettrica nazionale; esso non potrà mai funzionare in isola, pertanto, a seguito del manifestarsi di un fuori servizio della rete dell'Ente distributore vi sarà l'intervento delle protezioni dell'impianto in maniera da isolarlo dalla rete.

Il generatore FV sarà connesso alle sbarre del quadro QGBT-N del Fabbricato Tecnologico di stazione, e quindi alla rete MT dell'ente distributore tramite la cabina di consegna. In tale configurazione l'inverter

dovrà erogare energia a tensione trifase alternata a 400 V, con frequenza 50 Hz, nei limiti di fluttuazione previsti dalle vigenti norme tecniche. Il collegamento con la rete di distribuzione dovrà essere conforme a quanto specificato nelle norme CEI 0-21 e CEI 82-25. Al fine di misurare l'energia consumata dall'impianto e quella immessa in rete dovrà essere sostituito l'attuale contatore dell'Ente distributore con un contatore Bidirezionale (a cura dell'ENTE fornitore di energia elettrica). La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà invece misurata mediante un contatore posto immediatamente a valle dell'interruttore generale di bassa tensione.

#### 5.4 Scelta della tensione DC

La tensione del generatore fotovoltaico (tensione DC) è stata scelta in base al tipo di moduli e di inverter che si prevede verranno utilizzati. In particolare, poiché la tensione DC è influenzata dalla temperatura delle celle e dall'irraggiamento solare, per un corretto accoppiamento tra generatore fotovoltaico e gruppo di conversione, la tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta in modo che le sue variazioni siano sempre contenute all'interno della finestra di tensione ammessa dagli inverter. Inoltre, si è scelta una tensione DC in modo che il suo valore massimo non superi mai la tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico, in modo da non incorrere in possibili danneggiamenti dello stesso. Il valore massimo della tensione DC si ha in condizioni di alto irraggiamento solare, bassa temperatura di cella e in condizioni di circuito aperto.

## 6 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

### 6.1 Disponibilità della fonte solare

La disponibilità della radiazione solare sul piano orizzontale per il sito di installazione può essere determinata utilizzando i dati UNI 10349 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero la nuova stazione ferroviaria di Albenga, avente latitudine di 44,056° N, longitudine 8,168° E, altitudine di ~15 m.s.l.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
51,2	70,5	111,4	148,0	185,4	202,5	215,8	189,4	136,5	91,3	54,3	44,7

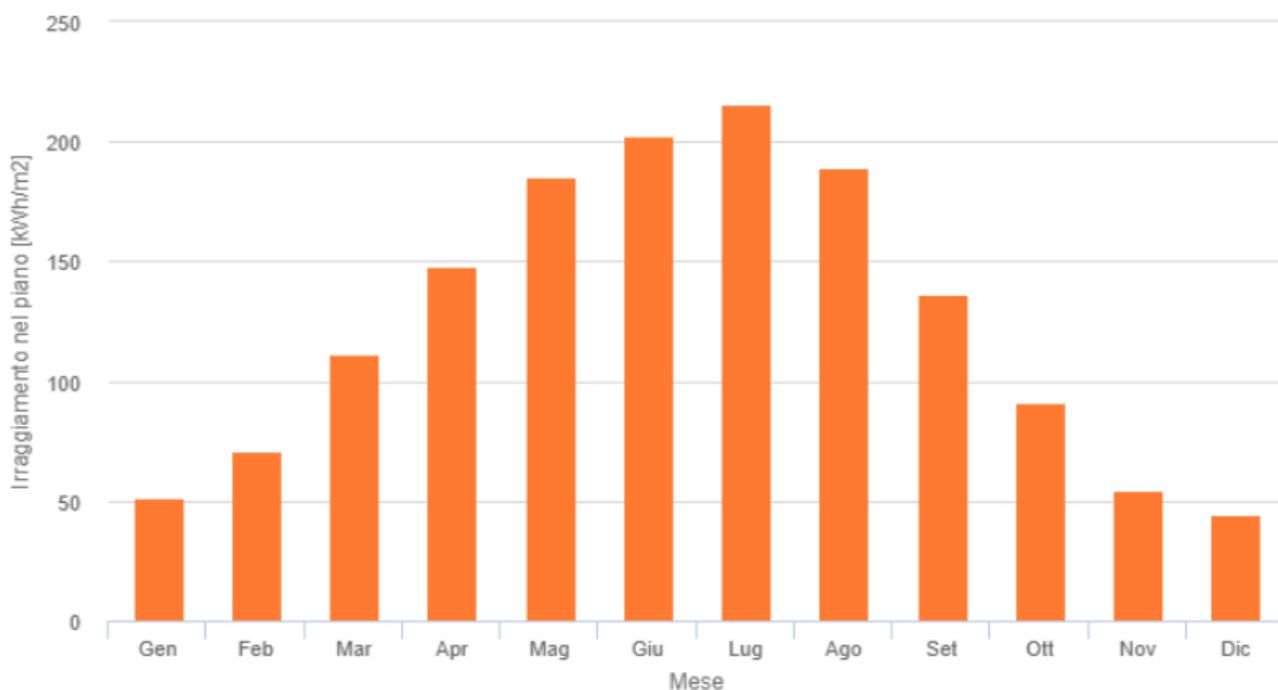


Figura 1 – Media Mensile di irraggiamento al metro quadrato sui moduli del sistema scelto (Fonte PVGIS – SARAH)

Dall'elaborazione si desume quindi che il valore dell'irraggiamento solare annuale sul piano orizzontale per la località in oggetto è pari a 1500,97 kWh/m².

**Valori inseriti:**

 Lat./Long.: 44.056, 8.168  
 Orizzonte: Calcolato  
 Database solare: PVGIS-SARAH  
 Tecnologia FV: Silicio cristallino  
 FV installato: 8.4 kWp  
 Perdite di sistema: 15 %

**Output del calcolo**

 Angolo inclinazione: 0 °  
 Angolo orientamento: -59 °  
 Produzione annuale FV: 9696.6 kWh  
 Irraggiamento annuale: 1500.97 kWh/m<sup>2</sup>  
 Variazione interannuale: 348.53 kWh  
 Variazione di produzione a causa di:  
 Angolo d'incidenza: -3.92 %  
 Effetti spettrali: 0.72 %  
 Temperatura e irradianza bassa: -6.5 %  
 Perdite totali: -23.09 %

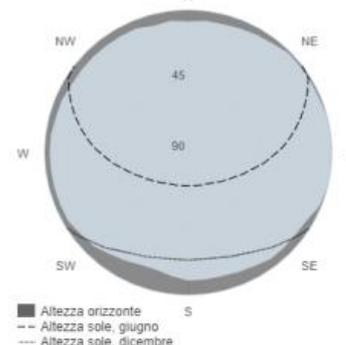
**Grafico dell'orizzonte:**


Figura 2 – Output dei Risultati (Fonte PVGIS – SARAH)

## 6.2 Fattori Morfologici Ambientali

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Analizzando l'ubicazione dell'impianto e la morfologia del luogo, si assume che il Coefficiente di Ombreggiamento è pari a 1,00.

## 6.3 Dati di Progetto

Si riportano di seguito i dati generali di progetto riferiti al sito di installazione e sulla fornitura elettrica:

<b>Caratteristiche sito di installazione</b>	
Località	Albenga (SV)
Latitudine	44,056° N
Longitudine	8,168° E
Altitudine	~15 m.s.l.m.
Orientamento	-59°
Ombre / Ostacoli	Assenti (nelle zone interessate)
Tipologia della superficie	piana
Tipologia di installazione	su copertura piana
Irraggiamento annuale	1500,97 kWh/m <sup>2</sup> (PVGIS-SARAH)

Tabella 1 – Caratteristiche del sito di installazione

Gestore di Rete	Ente pubblico di Distribuzione
Fornitura	MT
Tipologia	Trifase
Tensione di alimentazione	15 kV

*Tabella 2 – Caratteristiche della Fornitura Elettrica*

#### 6.4 Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto è caratterizzato da un campo fotovoltaico costituito da 28 moduli in silicio Monocristallino da 60 celle aventi ciascuno una potenza di 300 Wp, per cui la potenza nominale dello stesso è pari a:

$$P_g = P_m * N_m = 300 * 28 = 8,4 \text{ kW}_p$$

mentre la superficie totale di copertura del tetto (assumendo che la superficie del singolo modulo sia pari a 1,627 m<sup>2</sup>) è pari a:

$$S_g = N_m * S_{pan} = 28 * 1,627 = 45,6 \text{ m}^2$$

La disposizione dei moduli avverrà come descritto negli elaborati di progetto. I moduli di tale campo sono connessi a n°1 inverter, avente 2 canali dotati di MPPT (Maximum Power Point Tracking – cioè un dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza). Su ogni canale sarà collegata n°1 stringa composta da 14 moduli.

Nella seguente tabella sono riassunte le caratteristiche salienti dell'impianto in oggetto:

<b>Caratteristiche impianto fotovoltaico</b>	
Numero complessivo di moduli FV:	28
Potenza singolo modulo FV:	300 Wp
Picco di potenza intero impianto (lato DC):	8,4 kWp
Numero di inverter FV:	1
Numero di stringhe:	<b>MTTP1:</b> n° 1 stringa da 14 moduli <b>MTTP2:</b> n° 1 stringa da 14 moduli

*Tabella 3 – Caratteristiche Impianto Fotovoltaico*

Nel seguito verranno meglio descritte le caratteristiche dei vari componenti.

#### 6.4.1 Moduli FV

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche tecniche del pannello scelto, riferite alle condizioni di irraggiamento standard STC (irraggiamento solare  $E=1.000 \text{ W/m}^2$ , temperatura delle celle fotovoltaiche  $T=25 \text{ }^\circ\text{C}$ , spettro della radiazione solare  $AM=1,5$ ):

<b>Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici</b>	
Potenza nominale	300 Wp
Tipo di cella	Silicio Monocristallino
Numero di celle	60
Tensione a circuito aperto ( $V_{OC}$ )	39,65 V
Tensione alla max. potenza ( $V_{MPP}$ )	32,23 V
Corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ )	9,78 A
Corrente alla max. potenza ( $I_{MPP}$ )	9,31 A
Efficienza del modulo	18,4 %
Tensione massima di sistema	1000 V
Temperatura di funzionamento	- 40 ÷ +85 °C
Coeff. Temp. della potenza massima	- 0,39 % / °C
Coeff. Temp. della tensione a circuito aperto	- 0,295 % / °C
Coeff. Temp. della corrente di corto circuito	0,039 % / °C
Diodi di bypass	3

Dimensioni del modulo	1640 x 992 x 35 mm
Cornice esterna	Lega di Alluminio anodizzato
Peso	18,5 kg
Classe di protezione	II

*Tabella 4 – Caratteristiche Impianto Fotovoltaico*

Il modulo in questione è costituito da 60 celle in serie, in silicio monocristallino, incapsulate tra un vetro antiriflesso temprato dallo spessore di 3,2 mm, e due strati di materiali polimerici (EVA) e di Tedlar, impermeabili agli agenti atmosferici e stabili alle radiazioni UV. La struttura del modulo fotovoltaico è completata da una cornice in alluminio anodizzato provvista di fori di fissaggio. Ciascun modulo sarà dotato, sul retro, di n°1 scatola di giunzione a tenuta stagna IP65 contenente 3 diodi di bypass e tutti i terminali elettrici ed i relativi contatti per la realizzazione dei cablaggi. Le caratteristiche costruttive e funzionali dei pannelli sono rispondenti alle Normative CE, e i pannelli stessi sono qualificati secondo le specifiche IEC 61215 e certificati dal TUV alla classe II.

#### *6.4.2 Strutture di sostegno dei moduli*

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà realizzata mediante telaio di alluminio. I pannelli fotovoltaici sono agganciati sul supporto mediante graffa terminale e/o centrale attraverso viti M8 avvitate nella boccia M8 annegata nel getto di supporto.

#### *6.4.3 Dispositivo per la conversione DC/AC (inverter)*

Il gruppo di conversione dell'impianto fotovoltaico in oggetto è costituito da n° 1 inverter.

L'inverter sarà costituito da:

- Un ponte di conversione DC/AC
- Dispositivi di protezione lato c.a. e c.c.
- Un insieme di dispositivi di protezione contro i guasti interni lato DC (quali per esempio fusibili di protezione di ciascuna stringa, sezionatore di canale, ecc.) e scaricatore di sovratensione.
- Da filtri che rendono il gruppo idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica in corrente alternata in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili.

Se gli organi di sezionamento e protezione non sono forniti con gli inverter devono essere previsti in quadri appositi. I sezionatori lato DC devono essere di tipo adatto per correnti continue (DC21B) e completi di bobina di sgancio a lancio di corrente come prescritto dalla circolare 1324-2012 dei VVF.

Le principali caratteristiche tecniche dell'inverter sono di seguito riassunte:

<b>Caratteristiche tecniche inverter</b>	
Potenza nominale DC in ingresso	15000 Wp
Max tensione in ingresso	1000 V
Numero di ingressi MPPT indipendenti / Stringhe per ingresso	2 / A:2; B:1
Range di Tensione MPP	320 ÷ 800 V
Tensione nominale di ingresso	580 V
Tensione di ingresso minima	125 V
Tensione di ingresso di avviamento	175 V
Potenza apparente in uscita c.a. max	10 kVA
Frequenza nominale in uscita	50 Hz
Tensione nominale di uscita	3Ph ~ 380 ÷ 415 V
Correnti di uscita massima c.a.	3 x 14,5 A
Corrente di ingresso c.c. max per MPPT A / MPPT B	20 A / 12 A
Corrente di cortocircuito c.c. max per ingresso A / ingresso B	30 A / 18 A
THD (Distorsione Armonica Totale di Corrente)	< 3%
Grado di rendimento max.	97,7%
Grado di rendimento europeo	98,0%
Grado di protezione	IP65
Temperatura di funzionamento	-25 ÷ 60 °C
Dimensioni	~ 460 x 497 x 176 mm
Peso	20,5 kg
Dispositivi di protezione	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dispositivo di disinserzione lato ingresso</li> <li>- Monitoraggio della dispersione verso terra / monitoraggio della rete</li> <li>- Protezione contro l'inversione della polarità CC / Resistenza ai cortocircuiti CA</li> <li>- Unità di monitoraggio correnti di guasto sensibile a tutti i tipi di corrente</li> <li>- Scaricatori di sovratensione</li> </ul>

Tabella 5 – Caratteristiche Tecniche Inverter

Tale inverter dovrà essere conforme alle direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete degli impianti fotovoltaici, comprese le direttive ENEL DK5940 e DK5950, norme CEI e successive modifiche e integrazioni.

Gli inverter fotovoltaici saranno installati all'interno del locale SEM del nuovo Fabbricato Tecnologico e dovranno essere previsti di:

- dispositivo di generatore (DDG) e dispositivo di interfaccia (DDI), conformemente a quanto indicato nella norma CEI 82-25, che devono garantire il distacco automatico della produzione di energia elettrica del campo FV in caso di mancanza di rete;
- organi di sezionamento e protezione necessari per proteggere i componenti dell'impianto in c.a..

La protezione di ogni linea è realizzata utilizzando interruttori magnetotermici semplici e/o differenziali aventi caratteristica di intervento di tipo "B" o "C"; la protezioni contro i sovraccarichi saranno ottenute mediante relè termici mentre invece le protezioni contro i corto circuiti saranno affidate ai relè magnetici; tutti gli interruttori dovranno essere del tipo a scatto rapido, simultaneo su tutti i poli, con manovra indipendente dalla posizione della leva di comando, e dovranno sezionare tutti i conduttori attivi, compreso il neutro. Essi dovranno inoltre essere dotati di contatti ausiliari (relè di aperto-chiuso-scattato) al fine di determinare da remoto il loro stato.

Le morsettiere per il collegamento dei cavi in entrata ed uscita dal quadro dovranno essere scelte in funzione della sezione dei conduttori di cablaggio interni al quadro, i quali sono stati dimensionati in base alle correnti di impiego di ciascuna linea.

#### 6.4.4 Cavi e cablaggi

Per il collegamento in serie dei vari moduli costituenti l'impianto fotovoltaico dovrà essere utilizzato il cavo di tipo H1Z2Z2-K (designazione secondo il Regolamento dei Prodotti da Costruzione CPR, euroclasse Eca) avente tensione nominale  $U_0/U = 1/1$  kV. Tale cavo risulta essere composto da una anima in rame stagnato e un isolamento in miscela reticolata LS0H, non propagante la fiamma (CEI EN 60332-1-2), a bassa emissione dei fumi e gas tossici (CEI EN 50525) e resistenti ai raggi UV (CEI EN 50289-4-17). Esso è adatto per installazione sia all'esterno che all'interno, senza necessaria protezione entro tubazioni in vista o incassate, o sistemi chiusi similari.

Per il collegamento degli inverter al quadro QGBT-N verrà invece utilizzato il cavo FG16(O)M16 (designazione secondo il Regolamento dei Prodotti da Costruzione CPR, euroclasse Cca - s1b, d1, a1), a ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e con assenza di gas corrosivi secondo le norme CEI 20-13 e CEI 20-38, tensione nominale  $U_0/U = 0,6/1$  kV, isolamento in gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 e guaina LS0H di qualità M16.

Per l'equipotenzializzazione delle masse metalliche invece, dovrà essere utilizzato il cavo FG17 (designazione secondo il Regolamento Prodotti da Costruzione CPR, euroclasse Cca - s1b, d1, a1) a ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e con assenza di gas corrosivi secondo la norma CEI 20-38, tensione nominale  $U_0/U = 450/750V$ , isolamento in gomma EPR ad alto modulo qualità G17. Tale cavo dovrà essere utilizzato per i collegamenti equipotenziali di terra e come conduttore di protezione PE (colore G/V).

Tutti i cavi elencati sono stati scelti in base alla destinazione d'uso al fine di rispettare le prescrizioni riportate nel regolamento UE 305/11 e dalle norme CEI 64-8 V4 e CEI EN 50575.

Tutti i collegamenti elettrici sia lato c.c. (tra stringhe ed inverter) che lato c.a. (tra inverter e quadro di parallelo), saranno realizzati per mezzo di cavi in doppio isolamento.

Al fine di non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti DC: rosso/nero (chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-").

Le sezioni dei cavi saranno determinate in modo da assicurare:

- Una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio
- Una caduta di tensione complessiva, valutata dal modulo fotovoltaico più lontano fino all'interconnessione con l'impianto al quadro QGBT-N in BT, pari al 2%.

Il collegamento in serie fra i moduli fotovoltaici costituenti le stringhe sarà realizzato mediante appositi connettori; i cavi in c.c. provenienti dai vari pannelli fotovoltaici saranno fissati alle strutture di sostegno mediante fascette.

La protezione dei conduttori positivi che connettono i pannelli FV ai quadri di stringa verrà realizzata mediante fusibili gL da 20 A.

#### 6.4.5 Contatori di energia

L'impianto fotovoltaico di nuova realizzazione sarà collegato al quadro QGBT-N, destinato all'alimentazione delle utenze di stazione.

La misura dell'energia assorbita/immessa in rete sarà effettuata mediante un contatore Bidirezionale, installato da Ente pubblico per la distribuzione di energia elettrica e posto in un locale accessibile sia dall'Utente che dal personale dell'Ente distributore.

La misura dell'energia prodotta dall'impianto FV sarà invece effettuata mediante un gruppo di misura unidirezionale, comprensivo di TA e TV di sbarra. Tale contatore sarà collegato, mediante cavo FTP/Ethernet, ad un sistema per la gestione dell'energia FV comprensivo di gateway di comunicazione, il quale consente la rapida trasmissione dei dati sensibili dell'impianto al portale WEB in modo da poterlo monitorare da remoto.

Il Titolare dell'impianto fotovoltaico sarà responsabile dell'installazione e della manutenzione del sistema di misura dell'energia prodotta, nonché del servizio di misura della stessa.

#### 6.4.6 Sezione interfaccia rete

La connessione del campo fotovoltaico alla rete dovrà essere realizzata prevedendo i dispositivi di interfaccia conformemente a quanto prescritto dalle normative vigenti.

In particolare, il dispositivo d'interfaccia (DDI) è costituito da un contattore ed un relè di minima tensione, in accordo alle prescrizioni della norma CEI 0-21 e alle linee guida dell'Ente distributore. Quest'ultimo viene previsto in modo tale da impedire che:

- per mancanza di alimentazione dalla rete di distribuzione l'autoproduttore continui ad alimentare la rete stessa con valori di tensione e frequenza non consentiti;
- in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete sulla rete di distribuzione BT cui è connesso l'utente attivo, l'utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori sulla rete del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di distribuzione con possibilità di danneggiamento

Il dispositivo di generatore (DDG), invece, separa il generatore dall'impianto, assicurando:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del Distributore. In particolare, in questi casi, il dispositivo di generatore può intervenire:

- solo come ricalzo del dispositivo di interfaccia per generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (generatori statici);
- per salvaguardare l'integrità del generatore sincrono/asincrono direttamente connesso alla rete (generatori tradizionali)

È necessario prevedere lato BT un relè di massima tensione 59VO per disaccoppiare le due reti (distributore e impianto fotovoltaico).

#### 6.4.7 Canalizzazioni Portacavi

Per la distribuzione delle linee in C.C. di ciascuna stringa verranno previste delle passerelle metalliche con coperchio aventi dimensioni 150x100mm staffate alla copertura. All'interno di tali passerelle potranno essere posati solo i cavi "solari", cioè idonei a sopportare alte temperature e resistenti ai raggi ultravioletti.

I cavi in uscita dagli inverter saranno invece posati all'interno di tubi protettivi in PVC a vista, fissati con collari alle pareti del fabbricato.

Il sistema di cablaggio dell'impianto dovrà comprendere tutti i materiali accessori quali: canaline, tubi portacavi, cassette e scatole.

## 7 RENDIMENTO ENERGETICO DEL GENERATORE FV

Per calcolare l'energia che il sistema è in grado di produrre con le ipotesi di rendimento e i dati di irraggiamento disponibili, occorre considerare:

- rendimento nominale  $\eta_{mod}$  di conversione dei moduli fotovoltaici;
- perdite di sistema (rendimento  $\eta_{sist}$ );
- perdite per ombreggiamenti (parametro di rettifica K).

L'efficienza nominale  $\eta_{mod}$  (o rendimento di conversione) dei moduli fotovoltaici è data dal rapporto tra la potenza nominale del generatore fotovoltaico espressa in kWp e la relativa superficie complessiva espressa in m<sup>2</sup>:

$$\eta_{mod} = P_g / S_g * 100 = 18,4 \%$$

avendo indicato con P<sub>g</sub> la potenza ed S<sub>g</sub> la superficie utile del campo FV.

Nel punto di installazione del generatore fotovoltaico non è stato evidenziato alcun tipo di ombreggiamento, tale da richiedere una eventuale rettifica dell'energia solare incidente; pertanto può essere assunto K = 1. Se ne deduce quindi che il valore indicativo del rendimento globale operativo  $\eta_{glob}$  del sistema (o efficienza operativa annua), è pari a:

$$\eta_{glob} = \eta_{mod} * \eta_{sist} * K = 15,7 \%$$

avendo assunto che le perdite complessive del sistema siano pari al 15%.

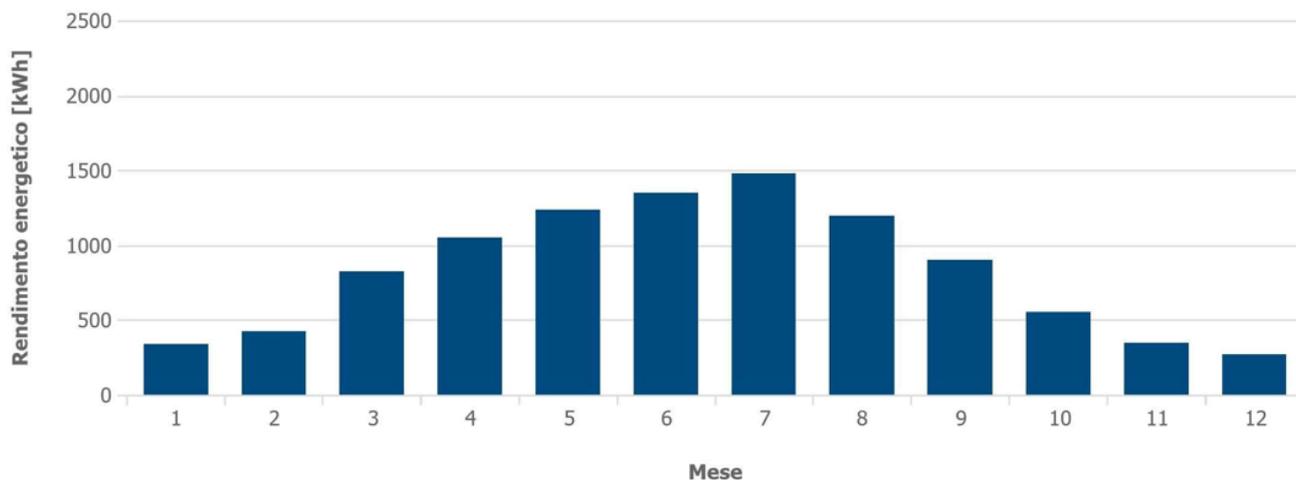
L'energia elettrica E<sub>p</sub> annualmente producibile in corrente alternata per m<sup>2</sup> è data da:

$$E_p = \eta_{glob} * E_s = 0,157 * 1500,97 = 235,26 \text{ kWh/m}^2 \text{ anno}$$

dove E<sub>s</sub> è la quantità di energia solare annualmente captata dal piano dei moduli fotovoltaici indicata nel paragrafo 6.1.

Si riporta di seguito l'output del software di calcolo, nel quale viene mostrato il rendimento energetico mensili del generatore FV in questione:

**Rendimento energetico al mese**



**Figura 3 – Rendimento energetico mensile del Generatore FV**

Mese	Rendimento energetico [kWh]	Performance Ratio
1	335 (3,4 %)	85 %
2	422 (4,2 %)	86 %
3	821 (8,3 %)	87 %
4	1047 (10,6 %)	87 %
5	1231 (12,4 %)	86 %
6	1342 (13,5 %)	85 %
7	1473 (14,8 %)	85 %
8	1190 (12,0 %)	85 %
9	895 (9,0 %)	85 %
10	551 (5,6 %)	84 %
11	344 (3,5 %)	84 %
12	268 (2,7 %)	83 %

*Tabella 6 – Rendimento energetico mensile del Generatore FV*

Si può pertanto stimare una produzione annua di energia elettrica E1 pari a:

$$E_1 = E_p * S_g = 235,26 * 45,6 = 10717 \text{ kWh/anno}$$

La potenza utile  $P_{ca}$  resa dal sistema fotovoltaico rappresenta la massima potenza disponibile in corrente alternata che l'impianto può immettere in rete e tiene conto delle perdite del sistema dovute a discostarsi dalle condizioni standard e alla trasformazione della corrente da continua in alternata.

Considerando quindi la somma delle perdite che si hanno tra i moduli fotovoltaici e la rete elettrica di collegamento, si può stimare un rendimento complessivo  $\eta_{sist}$  del sistema pari all' 85 %, che rappresenta praticamente il rapporto tra la massima potenza  $P_{ca}$  disponibile in corrente alternata alle utenze e la potenza totale di picco  $P_g$  del generatore fotovoltaico. Le perdite che determinano un rendimento dell'85%, sono riassunti di seguito:

- perdite per scostamento dalle condizioni di targa dei moduli fotovoltaici per effetto della temperatura (il riscaldamento dei moduli porta ad un peggioramento delle loro prestazioni);
- perdite per riflessione;
- perdite per effetto di mismatching (accoppiamento tra moduli fotovoltaici che hanno differenti prestazioni elettriche);
- perdite dovute a resistenza elettrica dei cavi;
- perdite nel sistema di conversione CC/CA (valore stimato medio annuo);
- perdite per polluzione sui moduli;

Pertanto:

$$P_{ca} = P_g * \eta_{sist} = 8,4 * 0,85 = 7,14 \text{ kW}$$

Mediamente nel corso dell'anno, vengono prodotti ogni giorno

$$E_d = E_1 / 365 = 29,36 \text{ kWh/giorno}$$

I valori riportati sono indicativi e si basano su valori desunti dalle normative; si potranno evidenziare difformità rispetto ai valori reali, che potrebbero essere causate da una molteplicità di fattori esterni impossibili da prevedere in questa fase.

## 8 CALCOLO CORRENTI DI CORTO CIRCUITO

Ogni pannello fotovoltaico ha una corrente di corto circuito pari a:

$$I_{cc DC} = 9,78 \text{ A}$$

La potenza di corto circuito lato c.c. sarà pari a:

$$P_{cc DC} = 2 * (I_{cc DC} * V_{stringa}) = 2 * [9,78 * (32,23 * 14)] = 8,825 \text{ kW}$$

essendo 2 il numero di canali di ingresso.

Trascurando l'attenuazione che si ha a valle dell'inverter, avremo che la corrente di corto circuito trifase lato c.a., per il singolo inverter, sarà pari a:

$$I_{cto ca} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{ca}} = \frac{8,825 * 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 12,75 \text{ A}$$

## 9 VERIFICA DI COMPATIBILITÀ DEI COMPONENTI

Il corretto accoppiamento tra generatore FV e Inverter è stato verificato per mezzo di software di calcolo dedicati. In particolare, tali verifiche si riferiscono alla sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico e riguardano:

- La verifica sulla tensione DC: consiste nel controllare che l'insieme delle tensioni fornite dal campo fotovoltaico sia compatibile con il campo di variazione della tensione di ingresso dell'inverter. In altri termini è necessario calcolare la tensione minima e massima del campo fotovoltaico e verificare che la prima sia superiore alla tensione minima di ingresso ammessa dall'inverter, e la seconda sia inferiore alla tensione massima di ingresso ammessa dall'inverter.
- La verifica sulla corrente DC: consiste nel controllare che la corrente di cortocircuito a STC del campo fotovoltaico sia inferiore alla massima corrente di ingresso ammessa dall'inverter.
- La verifica sulla potenza: consiste nel controllare la potenza nominale del gruppo di conversione DC/AC (somma delle potenze nominali degli inverter) sia superiore al 75% e inferiore al 120% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici).

### 9.1 Calcoli elettrici

Dai risultati del software utilizzato per il dimensionamento delle stringhe si evince che le condizioni di cui sopra sono tutte rispettate; di seguito si riporta l'output del programma utilizzato per il calcolo:

**(Parte dell'impianto 1)**

Picco di potenza:	8,40 kWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	28
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	10,20 kW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	10,00 kW
Tensione di rete:	400V (230V / 400V)
Rapporto potenza nominale:	121 %
Fattore di dimensionamento:	84 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	991,9 h

**Dati dimensionamento FV**
**Ingresso A: Generatore FV 1**

14 x Modulo FV 300kWp, Azimut: -59 °, Inclinazione: 0 °, Tipo di montaggio: Tetto

**Ingresso B: Generatore FV 1**

14 x Modulo FV 300kWp, Azimut: -59 °, Inclinazione: 0 °, Tipo di montaggio: Tetto

	<b>Ingresso A:</b>	<b>Ingresso B:</b>	
Numero delle stringhe:	1	1	
Moduli fotovoltaici:	14	14	
Picco di potenza (ingresso):	4,20 kWp	4,20 kWp	
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 230 V):	125 V	125 V	
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 414 V	✔ 414 V	
Tensione fotovoltaica min.:	391 V	391 V	
Tensione CC max (Modulo FV):	1000 V	1000 V	
Tensione fotovoltaica max.:	✔ 595 V	✔ 595 V	
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	20 A	12 A	
Corrente max generatore:	✔ 8,9 A	✔ 8,9 A	
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	30 A	18 A	
Corrente di cortocircuito max FV	✔ 9,4 A	✔ 9,4 A	

## 9.2 Dimensionamento dei cavi in c.c. e c.a.

Il dimensionamento delle condutture elettriche consiste nell'individuare la sezione delle stesse, in funzione della lunghezza, tipologia, e tipo di posa.

Il dimensionamento delle condutture elettriche implica i seguenti calcoli:

- Calcolo della portata delle condutture (criterio termico)
- Calcolo della caduta di tensione (c.d.t)

### 9.2.1 Calcolo della portata delle condutture (criterio termico)

Per il circuito di stringa vale la seguente relazione:

$$I_z > I_B = 1,25 \cdot I_{SC} = 1,25 \cdot 9,78 = 12,225 \text{ A}$$

Dove:

$I_z$  = portata del cavo

$I_B$  = corrente di impiego

$I_{SC}$  = corrente di corto del modulo FV

Alla portata del cavo dovranno essere applicati i coefficienti di riduzione indicati dalla norma CEI UNEL 35024-2 relativi alle condizioni di posa.

I cavi normalmente utilizzati per il collegamento in serie dei vari moduli di ciascuna stringa sono i cosiddetti "cavi solari", designati con la sigla H1Z2Z2-K secondo la norma CEI 20-91. Essendo installati in parte sul retro dei moduli ed in parte lungo la copertura del fabbricato, devono essere idonei a sopportare elevate temperature, inoltre devono presentare una buona flessibilità e resistere ai raggi ultravioletti. Tali cavi, di colore normalmente nero, vengono forniti talvolta anche con guaina rossa per distinguere il positivo ed il negativo della stringa.

### 9.2.2 Calcolo della caduta di tensione (c.d.t)

Le cadute di tensione sui cavi solari (quindi lato DC) sono compensate dall'inverter, pertanto limitare queste c.d.t. ha come unico scopo la limitazione delle perdite per effetto Joule. A tal fine si è scelto di mantenere la c.d.t. entro il 2%, che rappresenta un buon compromesso tra il costo dei cavi e le perdite.

La caduta di tensione media  $\Delta V\%$  fino all'inverter è individuata dalla formula:

$$\Delta V_{\%} = 2 * \left( \frac{\rho_1 \cdot L_1}{S_1} \right) I_b \cdot \frac{100}{U}$$

Dove:

U = tensione di stringa a MPP

p1 = resistività del rame a 70°C, pari a 0,021 Ω\*mm<sup>2</sup>/m

S1 = sezione dei cavi c.c.

L1 = lunghezza dei cavi c.c.

I<sub>b</sub> = corrente di impiego della stringa

La caduta di tensione media ΔV% dall' inverter al quadro di parallelo con la rete QGBT-N viene ricavata vettorialmente, calcolando la caduta di tensione relativa ad ogni fase ed al conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportato in percentuale rispetto alla tensione nominale.

Il calcolo della caduta di tensione in c.a è fornito dalla seguente formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot \sin\varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

k<sub>cdt</sub> = 2 per sistemi monofase

k<sub>cdt</sub> = 1,73 per sistemi trifase

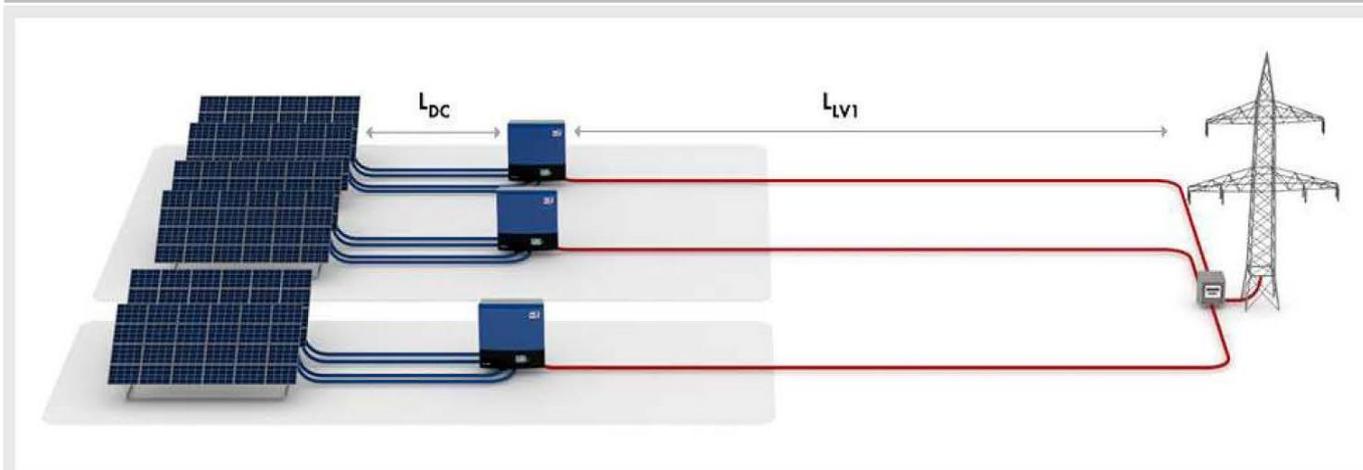
I parametri R<sub>cavo</sub> e X<sub>cavo</sub> possono essere ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 80°C, mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km.

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

Di seguito si riporta l'output del programma utilizzato per il suddetto calcolo:

**Panoramica**

	✔ DC	✔ LV	✔ Totale
Dissipazione di potenza a funz. nominale	38,78 W	7,06 W	45,84 W
Dissipazione di potenza relativa a funz. nom.	0,53 %	0,10 %	0,62 %
Lunghezza totale della linea	400,00 m	20,00 m	420,00 m
Sezione della linea	2x1x6 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>	2x1x6 mm <sup>2</sup> 16 mm <sup>2</sup>

**Grafico**

**Linee DC**

		Materiale della linea	Singola lunghezza della linea	Sezione della linea	Caduta di tensione	Dissipazione di potenza rel.
<b>Progetto parziale 1</b>						
	A	Rame	100,00 m	2x1x6 mm <sup>2</sup>	2,2 V	0,53 %
	B	Rame	100,00 m	2x1x6 mm <sup>2</sup>	2,2 V	0,53 %

**Linee LV1**

	Materiale della linea	Singola lunghezza della linea	Sezione della linea	Resistenza di linea	Dissipazione di potenza rel.
<b>Progetto parziale 1</b>					
	Rame	20,00 m	16 mm <sup>2</sup>	R: 7,167 mΩ XL: 1,500 mΩ	0,10 %

### 9.3 Protezione contro le scariche atmosferiche

Il riferimento normativo in questo ambito sono le norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4. Per proteggere il generatore fotovoltaico contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche verranno utilizzati scaricatori (SPD di classe II) sul lato DC da posizionare dentro i quadri di stringa o in dotazione con l'inverter (scelta consigliata). Gli scaricatori di sovratensione sono a loro volta protetti mediante l'installazione a monte di fusibili gL da 32 A.

La scelta degli scaricatori è stata fatta in modo da rispettare la condizione:

$$U_C > 1,25 \cdot V_{OC\ Gen\ FV}$$

Dove:

$U_C$ : è la tensione di servizio continuo dell'SPD

$V_{OC\ Gen\ FV}$ : è la tensione a circuito aperto a STC del generatore fotovoltaico

Inoltre, il punto di installazione degli SPD è stato scelto in modo che non vengano superate le distanze di protezione  $I_{po}$  e  $I_{pi}$  definite nella norma CEI 81-10/4:

- Distanza di protezione  $I_{po}$  determinata dai fenomeni di oscillazione;
- Distanza di protezione  $I_{pi}$  determinata dai fenomeni d'induzione.

## 10 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti, secondo le prescrizioni della norma CEI 11-20, va effettuata come prescritto dalla norma CEI 64.8 per quanto riguarda i sistemi TN-S.

### 10.1 Sistema a.c.

Il sistema in corrente alternata risulta essere del tipo TN-S come il resto del sistema elettrico dell'edificio. La corrente di guasto a terra lato a.c. è supportata sia dall'impianto fotovoltaico che dalla rete esterna, quindi, risulta essere notevolmente maggiore rispetto a quella che si aveva nel sistema.

L'equipotenzialità delle masse metalliche relative al campo fotovoltaico ed ai quadri di stringa sarà garantita mediante dei conduttori di terra 1x16 mm<sup>2</sup> FG17 GV e connessi alla barra equipotenziale del campo Fotovoltaico installata sulla copertura del Fabbricato Viaggiatori. Quest'ultima sarà, quindi, connessa mediante due cavi 1x16 mm<sup>2</sup> FG17 GV alla sbarra di terra presente nel quadro QGBT-N, a sua volta collegato con l'impianto di terra generale del Fabbricato Tecnologico.

La protezione contro i contatti indiretti viene realizzata utilizzando interruttori MTD a protezione degli inverter, con  $I_d = 0,5$  A.

### 10.2 Sistema c.c.

Sul lato c.c. un guasto a terra sulle masse determina l'intervento dell'interruttore differenziale posto a valle dell'inverter. Dopo l'intervento del differenziale, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete ed il guasto resta comunque alimentato dal generatore fotovoltaico.

Il sistema fotovoltaico è definibile come di tipo IT, in quanto le parte attive risultano isolate da terra, mentre le masse sono connesse a terra. Per la protezione contro i contatti indiretti in caso di sistemi IT, la norma CEI 64-8 prevede o l'utilizzo di un controllo dell'isolamento o l'utilizzo di componenti con classe d'isolamento II.

Nel sistema oggetto, lato c.c. saranno utilizzati tutti componenti di classe II il che rende improbabile un guasto verso terra e inoltre è previsto un controllo di isolamento integrato nell'inverter.