

**MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA**  
**VALUTAZIONI ED AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI**



Il presente disegno è di proprietà aziendale. A termini di legge ogni diritto è riservato.  
This drawing is company property. All rights are reserved according to law..

**COMUNI DI VILLASOR E DECIMOPUTZU**  
Provincia SU

**TITOLO**  
**TITLE** REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU PENSILINA SITO NEI  
COMUNI DI VILLASOR (SU) E DECIMOPUTZU (SU) PER UNA POTENZA  
TOTALE DI 48 MW

**PROGETTAZIONE**  
**ENGINEERING**  
Ing. Giuliano Giuseppe Medici  
Ing. Arch. Valeria Medici  
Ing. Arch. Elisa Defraia

**COMMITTENTE**  
**CLIENT** ENERGETICA CAMPIDANO SRL

**OGGETTO**  
**OBJECT** RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA\_VIA

**DATA / DATE**  
LUGLIO 2021

**REL**

**A**

COMUNI DI VILLASOR E DECIMOPUTZU (SU)

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU PENSILINE**

**AD ORIENTAMENTO MONOASSIALE**

**POTENZA 48,0 MWe**

**IMPIANTO NON A TERRA IN BASE AL DM 4 LUGLIO 2019**

**ART.2 LETTERA C)**

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA

*Dott. Ing. Giuliano G. Medici*  
*Dott. Ing. Arch. Valeria Medici*  
*Dott. Ing. Arch. Elisa Defraia*

Luglio 2021

**INDICE**

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO</b> .....	<b>5</b>
2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO .....	5
2.2 INQUADRAMENTO CATASTALE .....	6
2.3. INQUADRAMENTO URBANISTICO .....	8
2.3.1 PIANO DI FABBRICAZIONE DEL COMUNE DI VILLASOR .....	8
2.3.2 PUC DECIMOPUTZU .....	8
2.4. PARAMETRI URBANISTICI STATO DI PROGETTO .....	9
<b>3. DESCRIZIONE PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>10</b>
3.1. LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA .....	10
3.1.1 I MODULI .....	10
3.1.2 IL CAMPO FOTOVOLTAICO .....	11
3.1.3 ALTRI COMPONENTI .....	11
3.2. DIMENSIONI DEL PROGETTO .....	12
3.3 MODALITÀ DI ESECUZIONE DELL'OPERA .....	13
3.3.1 OPERE CIVILI .....	14
3.3.2 OPERE ELETTRICHE .....	14
<b>4. CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>15</b>
4.1 TRASFORMATORI .....	15
4.2 INVERTER .....	15
4.2.1 TENSIONI IN INGRESSO ALL' INVERTER .....	16
4.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI .....	16
4.3.1 SEZIONE DEI CAVI .....	16
4.3.2 CORRENTE DI IMPIEGO .....	17
4.3.3 PORTATA DEI CAVI .....	18
4.3.4 CADUTA DI TENSIONE .....	18
4.3.5 DESCRIZIONE DELLE CONDUTTURE ELETTRICHE .....	18
<b>5. CARATTERISTICHE DEI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE, MANOVRA E SEZIONAMENTO</b> .....	<b>21</b>
5.1 DISPOSITIVI IN CORRENTE ALTERNATA .....	21
5.1.1. INTERRUTTORI AUTOMATICI .....	21
5.1.2. INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI .....	21
5.2 DISPOSITIVI IN CORRENTE CONTINUA .....	22
5.2.1 INTERRUTTORI AUTOMATICI .....	22
5.2.2 INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI .....	22
5.3 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI .....	23
5.3.1 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI LATO C.C. ....	23
5.3.1.1 PROTEZIONE DEI CAVI .....	23
5.3.1.2 PROTEZIONE DEI MODULI CONTRO LA CORRENTE INVERSA .....	24
5.3.1.3. SCELTA E INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE .....	24
5.3.2. PROTEZIONE DELLE SOVRACORRENTI LATO C.A. ....	25
5.3.3 SCELTA E INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI DI MANOVRA E SEZIONAMENTO .....	25
5.3.3.1 SEZIONAMENTO A VALLE DELL' INVERTER .....	25
5.3.3.2 SEZIONAMENTO A MONTE DELL' INVERTER .....	26
5.4 PARALLELO CON LA RETE .....	27
5.5 INTERRUTTORE GENERALE DELL'IMPIANTO UTILIZZATORE .....	27
5.6 GRUPPI DI MISURA .....	27
<b>6. SISTEMA MONITORAGGIO E CONTROLLO TRASFORMATORI</b> .....	<b>29</b>

6.1 PREDISPOSIZIONE MONITORAGGIO .....	29
6.2 VERIFICA CONFIGURAZIONI INVERTER-PANNELLI.....	29
6.3 SERVIZI AUSILIARI.....	30
<b>7. EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE ED INTERFERENZE.....</b>	<b>31</b>
7.1 RIFERIMENTI NORMATIVI .....	32
7.2 ESPOSIZIONE AI CAMPI A FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE (ELF -EXTREMELY LOW FREQUENCY).....	33
7.2.1 CAMPO ELETTRICO.....	33
7.2.2 CAMPO MAGNETICO.....	33
7.3 EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE INDOTTE DAGLI ELETTRODOTTI A SERVIZIO DELL'IMPIANTO.....	34
7.3.1 DIFFERENZA TRA CAMPI INDOTTI DA LINEE ELETTRICHE AEREE E CAVI INTERRATI .....	34
7.3.1.1 Campo elettrico.....	34
7.3.1.2 Campo magnetico .....	34
7.4 ANALISI DELL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN PROGETTO .....	35
7.4.1 CAMPI MAGNETICI LINEE AT.....	35
7.4.2 COLLEGAMENTI IN CAVO INTERRATO.....	36
7.4.3 CAMPI ELETTRICI .....	37
7.4.4 SBARRE A 220 KV DELLA STAZIONE AT/MT E DEL PUNTO DI CONSEGNA.....	38
<b>8. LEGGI, DELIBERAZIONI E NORME PER LA PROGETTAZIONE ELETTRICA DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI .....</b>	<b>39</b>
8.1 LEGGI E DECRETI.....	39
8.2 DELIBERE AEEG.....	40
8.3 NORME: CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE .....	41
8.4 NORME: SICUREZZA ELETTRICA .....	41
8.5 NORME: PARTE FOTOVOLTAICA .....	41
8.6 NORME: QUADRI ELETTRICI .....	42
8.7 NORME: RETE ELETTRICA DEL DISTRIBUTORE E ALLACCIAMENTO DEGLI IMPIANTI .....	43
8.8 NORME: CAVI, CAVIDOTTI E ACCESSORI .....	43
8.9 NORME: CONVERSIONE DELLA POTENZA .....	45
8.10 NORME: SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI .....	45
8.11 NORME: DISPOSITIVI DI POTENZA .....	45
8.12 NORME: COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA .....	46
8.13 NORME: ENERGIA SOLARE .....	47
8.14 NORME: SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA.....	47

## 1. PREMESSA

Il progetto oggetto della presente relazione prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico situato nell'agro dei comuni di Villasor e Decimoputzu, avente potenza pari a 48 MW.

Tale iniziativa rappresenta un caso favorevole nel campo delle Energie rinnovabili (fotovoltaico) per la sua giusta collocazione ambientale (terreno attualmente adibito prevalentemente a pascolo) per la sua caratteristica di esclusiva Proprietà Privata, e soprattutto per la sua vasta estensione, che rendono disponibile la proprietà a dedicare la sua superficie ad una iniziativa energetica, senza andarne a modificare o inficiare lo sfruttamento agricolo.

La società proponente ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l., di proprietà della ITALY ENERGY HOLDING s.r.l., nasce con l'intento di sviluppare energie rinnovabili e nello specifico sistemi solari fotovoltaici. L'obiettivo è quello di creare occasioni di crescita imprenditoriale e professionale, sia per i professionisti direttamente coinvolti nella parte progettuale, sia per i soggetti interessati nella parte realizzativa dei sistemi, e non in ultimo, per la comunità locale che beneficerà degli introiti in termini energetici e lavorativi.

Con la realizzazione dell'impianto, si intende conseguire un significativo risparmio energetico, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa il 90% dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero; la transizione verso un mix di fonti di energia e con un peso sempre maggiore di rinnovabili è, pertanto, strategica ed indispensabile.

Negli ultimi 10 anni grazie agli incentivi sulle fonti rinnovabili lo sviluppo delle energie verdi nel nostro paese ha subito un notevole incremento soprattutto nel fotovoltaico e nell'eolico, portando l'Italia tra i paesi più sviluppati dal punto di vista dell'innovazione energetica e ambientale.

La conclusione di detti incentivi ha frenato lo sviluppo soprattutto del fotovoltaico creando notevoli problemi all'economia del settore.

La società proponente si pone come obiettivo di attuare la "grid parity" grazie all'istallazione di impianti di elevata potenza che abbattano i costi fissi e rendono l'energia prodotta dal fotovoltaico conveniente e sullo stesso livello delle energie prodotte dalle fonti fossili tradizionali (l'energia solare è ad oggi l'unica risorsa non inquinante di cui si dispone in misura adeguata alle esigenze di sviluppo).

## 2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

### 2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

Il sito individuato per la realizzazione della centrale fotovoltaica, si trova in località “Sartu Is Coccus” parte in agro del Comune di Villasor parte in agro del Comune di Decimoputzu nella Provincia del Sud Sardegna, nell’area a Ovest del territorio comunale di Villasor.

I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine di 39°22' 15.39" N e Longitudine di 8° 53'02.56" E; altitudine di 28 m s.l.m.;
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 fogli 556030 e 556040.

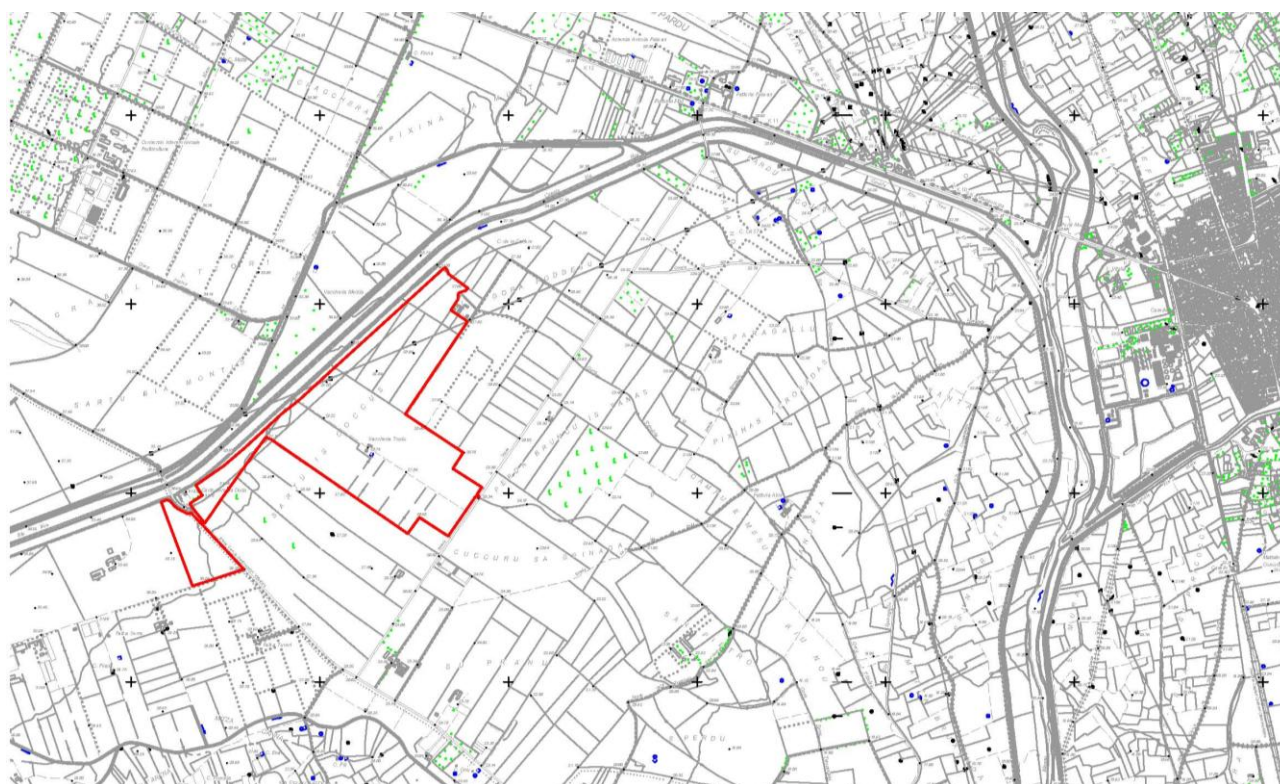


Figura 1: Stralcio mappa CTR Fogli 556030-556040.

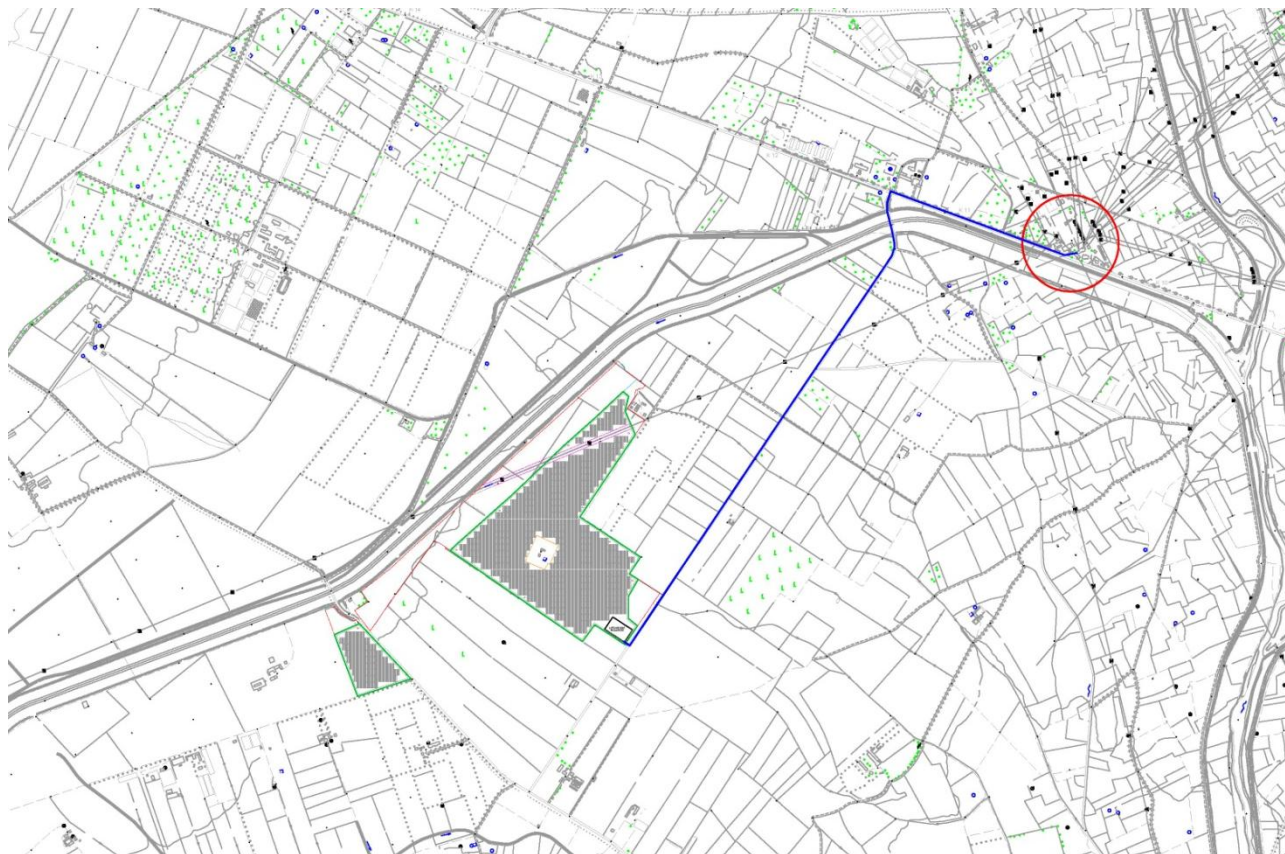


Figura 2: Stralcio mappa CTR Fogli 556030-556040 con indicazione del campo FV e della linea di connessione.

## 2.2 INQUADRAMENTO CATASTALE

I lotti su cui verrà realizzato l'impianto sono individuati al Catasto dei Terreni del Comune di Villasor e Decimoputzu come di seguito riportato:

- a. Comune di Villasor
  - Foglio 20 mappale 403;
  - Foglio 21 mappale 566;
  - Foglio 44 mappali 20, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 121, 130, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 188, 195, 206;
- b. Comune di Decimoputzu;
  - Foglio 2 mappale 825.



Figura 3: Stralcio planimetria catastale.

Per quanto concerne i parametri urbanistici di progetto, il lotto a disposizione della società proponente possiede un'estensione pari a circa 900'000 mq, mentre la superficie interessata dall'installazione dell'impianto avrà un'estensione pari a circa 600'000 mq (comprese le aree libere tra le schiere). Infatti, alla luce delle interlocuzioni avute nei mesi trascorsi con il servizio Tutela del Paesaggio in merito alla fascia di rispetto del canale Riu Nou, la società ha deciso di estendere ulteriormente la fascia di rispetto di ulteriori 45 m rispetto ai 150 previsti da normativa. Ne consegue che saranno presenti più aree libere dall'installazione delle pensiline fotovoltaiche (le quali potranno essere destinate a colture a pieno campo); mentre la superficie coperta occupata sarà pari a circa 229'410 mq ripartiti secondo la tabella seguente.

CALCOLO SUPERFICI COPERTE					
L [m]	n°	L [m]	Largh [m]	Parz.[m <sup>2</sup> ]	TOT [m <sup>2</sup> ]
<b>Stringhe pensiline FV</b>	2'559	37,50	2,384	89,40	228'774,60
<b>Area Cabine trasformazione - Inverter</b>	8	24,50	2,50	61,25	490,00
<b>Area Cabina MT/AT</b>	1	17,73	2,50	44,32	44,32
<b>Area coperta Sottostazione produttore (trasformatori)</b>	1				100,00
					<b>229'408,92</b>

Tabella 2.1: calcolo superfici coperte.



## 2.3. INQUADRAMENTO URBANISTICO

### 2.3.1 PIANO DI FABBRICAZIONE DEL COMUNE DI VILLASOR

La pianificazione territoriale nel Comune di Villasor è effettuata mediante il Programma di Fabbricazione ed il Regolamento Edilizio (il Piano Urbanistico Comunale è stato predisposto e deve essere presentato per l'approvazione al consiglio comunale e il piano degli insediamenti produttivi è stato approvato ed è in fase di attuazione).

L'area di progetto risulta situata in zona omogenea E (agricola-pastorale). A livello di regolamento comunale non sussistono impedimenti alla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Le NTA per queste zone omogenee non prevedono limitazioni alla costruzione di impianti alimentati da energie rinnovabili.

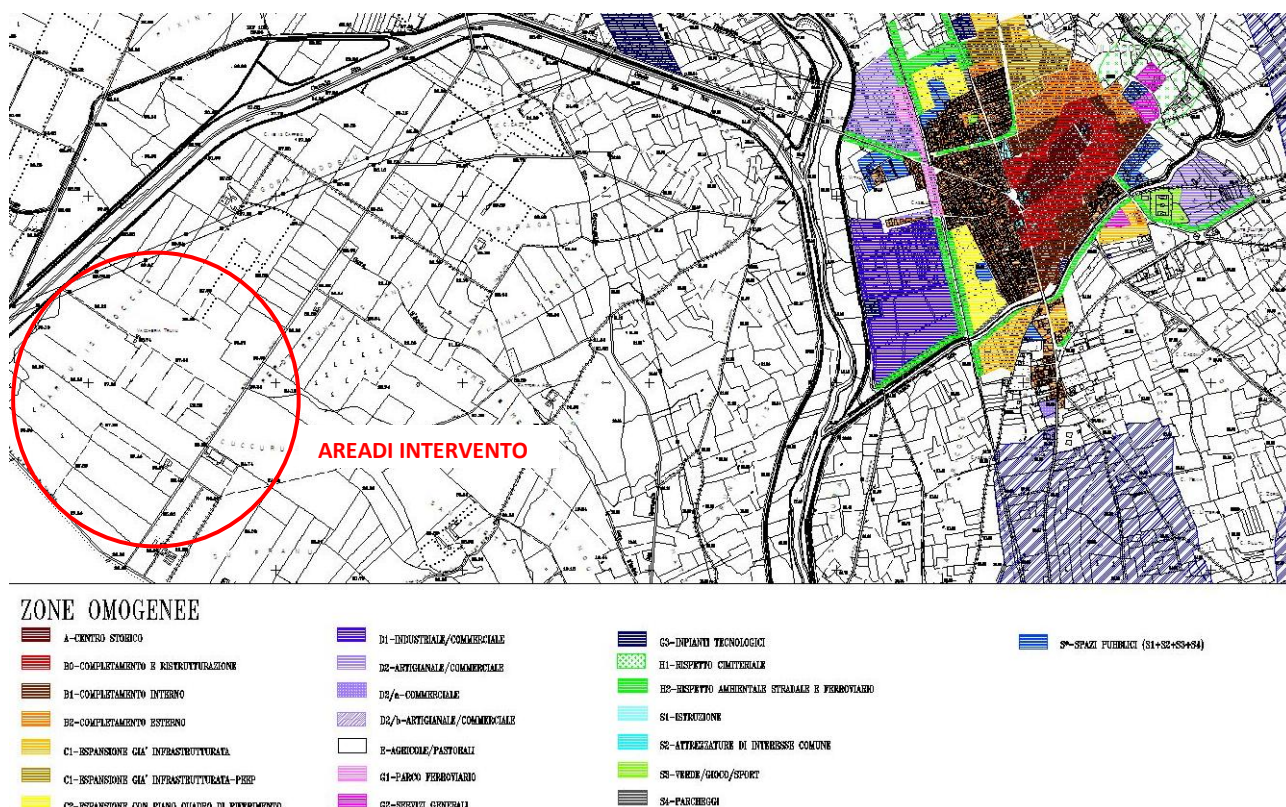


Figura 4: Stralcio Tav. 2.1.B di variante al PDF del Comune di Villasor.

### 2.3.2 PUC DECIMOPUTZU

Il PUC di Decimoputzu, adottato con Delibera c.c. n. 27 del 19/07/2002 e approvato in via definitiva con Delibera n. 16 del 28/03/2003, individua le aree di progetto come ricadenti in zona E, sottozona E2 "aree di primaria importanza per la funzione agricola-produttiva" ed E5 "aree marginali per l'attività agricola nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale".

Le NTA per queste zone omogenee non prevedono limitazioni alla costruzione di impianti alimentati da energie rinnovabili.

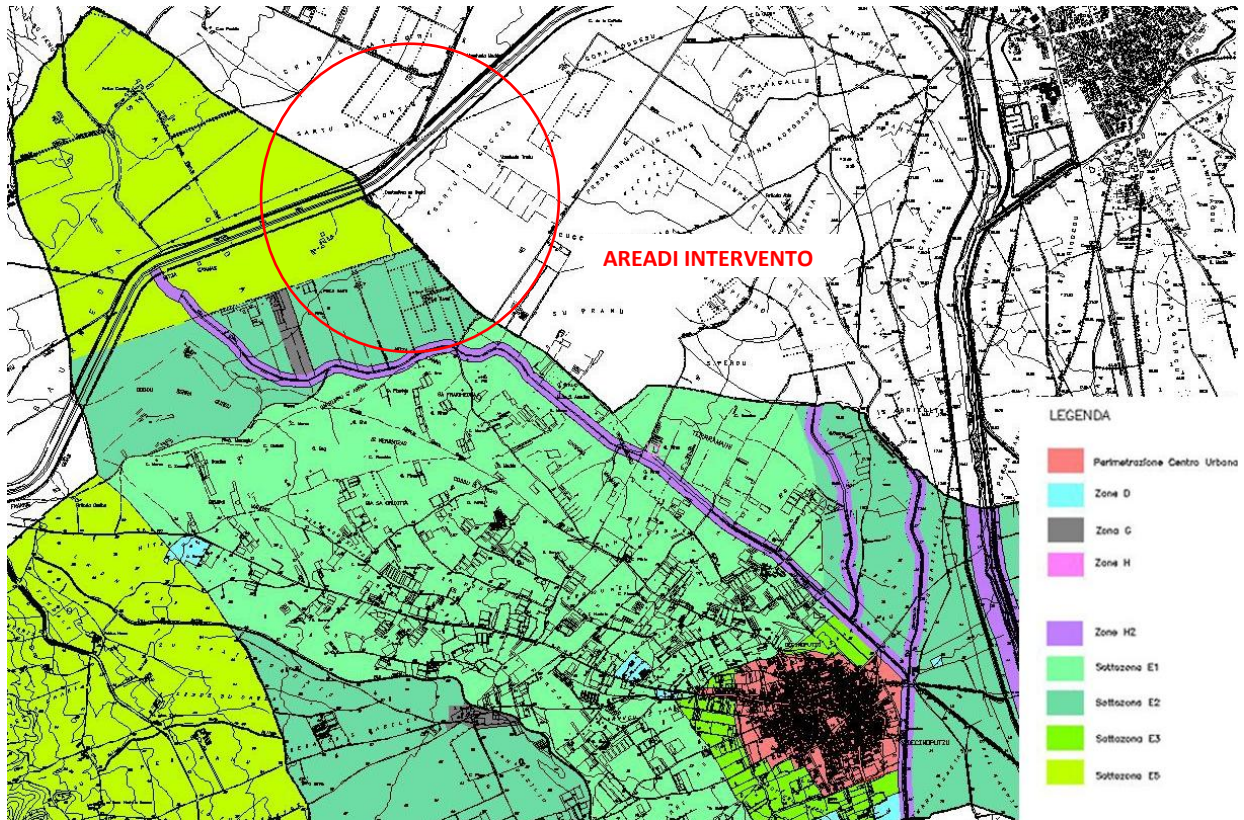


Figura 5: Stralcio Tav. zonizzazione PUC del Comune di Decimoputzu.

#### 2.4. PARAMETRI URBANISTICI STATO DI PROGETTO

Il lotto oggetto di intervento possiede un'estensione pari a  $900'000 \text{ m}^2$  (vedi elaborati grafici), mentre la configurazione definitiva dello stato di progetto, prevede una superficie coperta pari a circa  $230'000 \text{ mq}$ .

Nelle zone E, secondo le NTA dei comuni di Villasor e Decimoputzu, sono ammessi diversi tipi di costruzione, tra cui:

Impianti tecnologici di interesse pubblico, quali: cabine ENEL, centraline telefoniche, stazioni di ponti radio, ripetitori e simili.

L'indice massimo nell'edificazione risulta:

- Comune di Decimoputzu  
1,00 mc/mq
- Comune di Villasor  
Indice fondiario massimo di 0,03 mc/mq con la possibilità di aumento di detto limite fino ad un massimo di 1,00 mc/mq previa specifica deliberazione del Consiglio Comunale.

Per i fondi compresi in zona agricola, allo scopo di mantenere l'attuale paesaggio agrario a "campi aperti", è possibile autorizzare solo recinzioni di tipo precario (a paletti e rete).

tali recinzioni devono essere realizzate nel rispetto dei distacchi dalle strade previsti dalle norme del nuovo Codice della strada e nel caso di strada comunali e vicinali, comunque, deve essere rispettata la distanza minima di 4,00 ml dall'asse stradale.

### **3. DESCRIZIONE PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

L'impianto fotovoltaico in progetto avrà una potenza di picco di 48 MW e sarà costituito da pannelli in silicio monocristallino da posare con inclinazione variabile in struttura metallica con ritti da infiggere nel terreno in sostituzione dei plinti.

Per esigenze funzionali l'intero impianto sarà diviso in sezioni: ciascuna di esse presenterà, oltre ai componenti sul campo, n° 1 cabina prefabbricata (con all'interno i trasformatori) e gli inverter alloggiati accanto.

In totale l'impianto sarà suddiviso in 8 sottocampi.

#### **3.1. LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA**

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando il potenziale indotto da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore (per esempio silicio) quando questo incorpora elementi droganti, ad esempio su un lato atomi di tipo P (boro) e sull'altro atomi di tipo N (fosforo).

L'energia associata a tale flusso luminoso è in grado di attivare una corrente elettrica sfruttando la nota separazione a coppia del tipo elettrone/lacuna presenti negli atomi di silicio trattato.

La cella fotovoltaica si comporta quindi come un generatore di corrente.

In realtà nel processo attualmente disponibile di conversione fotovoltaica non tutta la radiazione viene convertita ma solo quella parte contenuta in un campo di lunghezze d'onda che corrisponde a circa il 25% dell'energia complessivamente contenuta nello spettro solare.

##### **3.1.1 I MODULI**

Celle solari di qualunque tipo, connesse in serie/parallelo e incapsulate tra un foglio di plastica e una lastra di vetro temperato costituiscono oggi la maggioranza dei moduli commerciali. Si tratta di sandwich di materiali molto robusti di forma rettangolare, spessore compreso tra 3 e 7 cm e peso variabile tra 15 e 26 Kg.

I moduli possono essere del tipo senza cornice (frameless) o essere contornati da un profilo di alluminio allo scopo di facilitarne il montaggio.

Le polarità positiva e negativa del generatore vengono portate in superficie del sandwich per essere accessibili al collegamento e in genere sono rese disponibili mediante una morsettiera contenuta in una cassetta di materiale plastico.

Nei moduli commerciali le celle (tipicamente in numero di 36, o 64 o 72) vengono collegate in serie. Come risultato, i moduli FV si presentano esternamente come componenti a due terminali.

Le caratteristiche elettriche dei moduli sono compendiate da tabelle e da curve caratteristiche di generazione I-V che sostanzialmente riproducono nella forma quella delle celle componenti e presentano, ovviamente, valori di corrente uguali a fronte di tensioni ai morsetti proporzionali al numero di celle in serie.

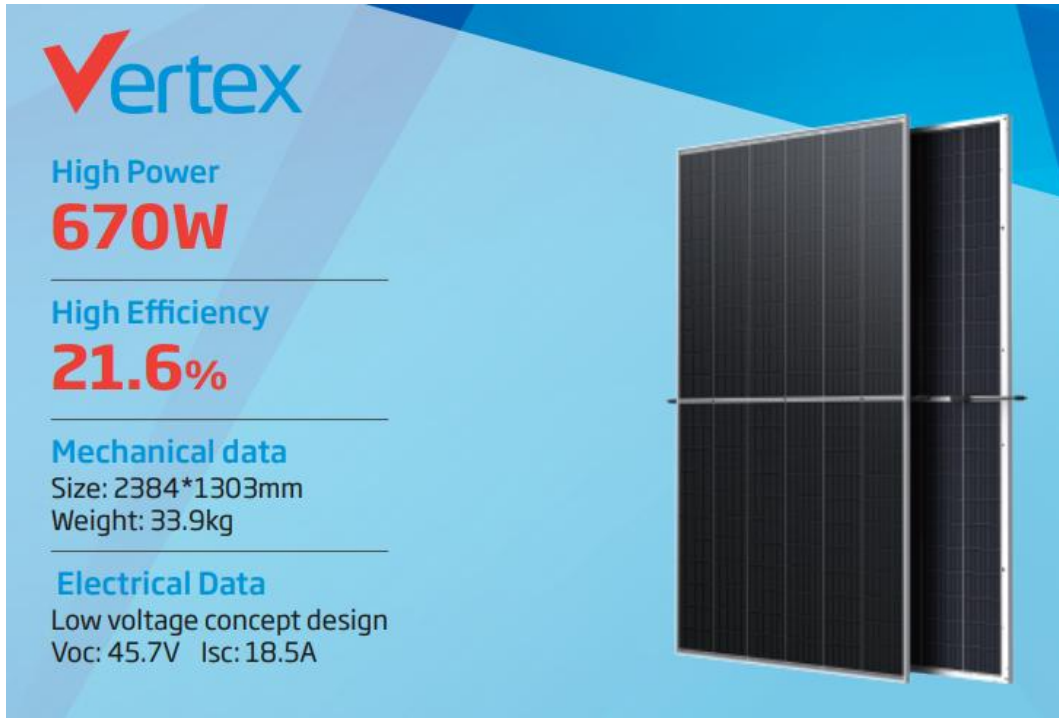


Figura 6: Tipologia pannello fotovoltaico utilizzato.

### 3.1.2 IL CAMPO FOTOVOLTAICO

I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati sia singolarmente (un singolo modulo da 36 celle può essere utilizzato per caricare una batteria da 12 volt) sia collegati tra loro in serie e parallelo così da formare stringhe e campi fotovoltaici.

Nella pratica impiantistica infatti più moduli vengono collegati in serie tra loro per formare una componente chiamata stringa, al fine di raggiungere la tensione nominale in c.c. che caratterizza il campo; più stringhe vengono collegate in parallelo fino a raggiungere la potenza che si desidera installare nel campo fotovoltaico.

Può inoltre nascere l'esigenza di rendere compatibili sezioni del campo fotovoltaico, dette sottocampi, che nascono con differenti caratteristiche elettriche in corrente continua; in tal caso ogni sottocampo deve essere collegato ad un proprio dispositivo di condizionamento della potenza (inverter).

### 3.1.3 ALTRI COMPONENTI

Oltre ai moduli, i componenti fondamentali che costituiscono un impianto di conversione fotovoltaica sono:

- Inverter: dispositivi la cui funzione è convertire in alternata l'energia elettrica prodotta come continua e di assicurare un controllo dei parametri funzionali della potenza;
- Cavi elettrici di collegamento tra i vari componenti l'impianto di varia natura e caratteristiche: dai cavi di collegamento dei moduli sino ai cavidotti di collegamento dei sottocampi all'inverter;

- Contatori per la misura dell'energia prodotta e dell'energia immessa in rete (posizionati all'interno della cabina elettrica di consegna );
- Trasformatori da Bassa a Media tensione e i quadri elettrici;
- Sistema di telecontrollo e di allarme e sorveglianza dell'impianto;
- Locali tecnici, preferibilmente di tipo prefabbricato, nei quali sono alloggiate le apparecchiature elettromeccaniche

### 3.2. DIMENSIONI DEL PROGETTO

Nel progetto che si illustra le scelte effettuate in merito alla disposizione dei moduli fotovoltaici ed alla formazione delle stringhe sono state dettate dall'esigenza di ottimizzare la produttività del generatore fotovoltaico in relazione all'irraggiamento solare tipico del sito, agli spazi a disposizione sulle coperture ed alle soluzioni tecnologiche di accoppiamento dei componenti, soprattutto tra sottocampi e inverter, oggi disponibili.

In considerazione della latitudine dell'area interessata dalle installazioni fotovoltaiche, l'inclinazione ottimale con pannelli fissi, per la quale si ottiene il massimo valore dell'energia solare radiante sul piano dei moduli, nell'intero anno, è variabile tra 30° e 60° (ovvero Tilt variabile), con orientamento di 0° (Azimut = 0°), cioè perfettamente orientati in direzione Sud. Per l'impianto in oggetto i pannelli sono disposti in file parallele con asse Nord-Sud (Azimut 0°) in modo tale che si possano orientare giornalmente da Est a Ovest con tilt tra + 45° e - 45°.

Il lay-out impiantistico è stato studiato avendo come obiettivo l'eliminazione di ogni tipo di ombreggiamento, sia locale che clinometrico, seppur solo parziale fino alle singole celle ed anche, non secondariamente, ricercando il massimo dell'efficienza globale sia con la scelta oculata dei singoli componenti sia configurando le connessioni in modo tale da minimizzare le perdite di accoppiamento.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto sono a celle in silicio monocristallino, con una potenza di picco di circa 670 W e delle dimensioni pari a 2384x1303x35 mm. I moduli saranno disposti direttamente sulla struttura metallica portante secondo file parallele adiacenti tra loro; ogni struttura di m 37,5 di lunghezza sarà dotata di sistema di orientamento dotato di motoriduttore, pistone oleodinamico asservito ad un software di comando e controllo.

Le strutture portanti in acciaio verranno infisse nel terreno per una lunghezza media di m 1,80.

E' stato su affermato che più moduli fotovoltaici devono essere in genere collegati per formare una serie, chiamata stringa e che più stringhe vengono poi collegate in parallelo fino a raggiungere la potenza dell'impianto. Nel caso in esame il generatore fotovoltaico sarà costituito da n. 2'559 stringhe composte da 28 moduli in serie della potenza unitaria di picco di 670 Wp per un numero totale di moduli pari a 71'652 per una potenza totale di 48 MWp circa.

Ciascuna sezione trarrà origine da un relativo sottocampo e farà capo a 1 inverter (composto da 4 unità di potenza variabile da 1000 a 1500 kW) e ad un locale tecnico prefabbricato ed attrezzato all'interno del quale saranno alloggiati il trasformatore, elevatori BT/MT e i quadri di

bassa e media tensione necessari per rendere disponibile in MT l'energia elettrica prodotta dalla centrale.

Poiché l'energia prodotta dovrà essere immessa nella rete di trasmissione nazionale (RTN) gestita da Terna SPA (Costruzione nel terreno in oggetto da parte di Terna spa di una nuova Cabina AT/MT al di sotto della linea aerea 150 kV trasversale sul terreno) sarà necessario convertirne ulteriormente i parametri di funzionamento innalzando la tensione ai valori compatibili con quelli della rete.

Nell'area di pertinenza sopracitata del sottocampo:

- l'energia subirà la trasformazione da corrente continua a corrente alternata, mediante gli inverter previsti in progetto e dotati di propri dispositivi di sezionamento e protezione;
- sarà effettuata, mediante quadro elettrico BT (bassa tensione), provvisto di dispositivi di sezionamento e protezione, la connessione delle linee in uscita dagli inverter;
- sarà trasformata l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione, mediante trasformatore;
- sarà misurata l'energia elettrica globalmente prodotta dal generatore;
- saranno alloggiate le apparecchiature di servizio per il telecontrollo del generatore.

A valle delle cabine di sottocampo l'energia elettrica sarà trasportata mediante cavidotti interrati alla sottostazione MT/AT di connessione e consegna e da questa, mediante i conduttori della linea di connessione in AT, alla rete elettrica di trasmissione nazionale (sottostazione Terna).

La connessione alla rete di trasmissione avverrà alla tensione appropriata mediante configurazione dettate dal gestore di rete TERNA.

### **3.3 MODALITÀ DI ESECUZIONE DELL'OPERA**

Il progetto prevede la realizzazione dell'opera mediante la seguente sequenza di operazioni:

- Pulizia del terreno e preparazione del piano di posa della strutture porta moduli e cabine;
- Realizzazione delle recinzioni;
- Realizzazione scavi a sezione ristretta per la posa dei cavidotti e posa dei pozzetti;
- Posa in opera delle strutture portanti (pensiline) mediante infissione nel terreno dei pali di sostegno;
- Posa in opera dei basamenti delle cabine prefabbricate, relativi allacci alle reti tecnologiche;
- Montaggio e cablaggio moduli e degli inverter;
- Installazione dei quadri di campo;
- Allestimento delle cabine con posa dei quadri ausiliari, dei quadri BT e dei componenti MT;
- Costruzione sottostazione MT/AT;
- Posa della linea di connessione alla rete RTN;
- Collaudi intermedi e finale.

Gli interventi proposti per la realizzazione degli edifici e dei locali contenuti utilizzeranno nelle parti non strutturali e per quanto possibile materiali leggeri, innovativi ed amovibili.

Il materiale proveniente dagli scavi per la posa dei cavidotti sarà utilizzato per il dovuto rinterro.

Dati i tempi di realizzazione dell'impianto (stimati in 10 mesi) ed il numero di imprese e di maestranze impiegate sarà necessario l'allestimento di un'area di cantiere adeguata, completa di tutti i baraccamenti necessari a garantire i servizi (ad esempio: locale spogliatoio, mensa, direzione lavori, servizi sanitari, etc.).

### 3.3.1 OPERE CIVILI

I moduli fotovoltaici con orientamento monoassiale come sopra descritto saranno integrati nelle strutture (pensiline) realizzate in acciaio zincato (in alternativa alluminio) con profilati normalizzati montate su putrelle infisse nel terreno sino alla profondità di m 1,80; i pannelli saranno posizionati alla quota di m 2,80 quindi l'impianto è da considerarsi non a terra come da DM del 4 luglio 2019 che recita all'art. 2 lettera c):

impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra: impianto i cui moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, ne' su pergole, tettoie e pensiline.

Tutte le cabine elettriche del campo saranno realizzate in pannelli sandwich con struttura in acciaio autoportante e saranno costruite ed assemblate in fabbrica.

Tutti gli spazi tra la recinzione e le pensiline faranno parte della rete viaria anche come aree di disimpegno.

La recinzione prevista è del tipo a rete con maglia metallica, distanziata di cm 20 dal suolo per permettere il libero passaggio della piccola fauna locale.

L'accesso al sito avverrà dalla strada principale attraverso un cancello metallico principale ed un cancelletto pedonale.

È prevista un'area di sosta nella zona di pertinenza della sottostazione elettrica.

Essendo l'area già asservita da infrastrutture viarie ed elettriche non sarà necessario incrementare la viabilità esterna.

### 3.3.2 OPERE ELETTRICHE

I quadri saranno del tipo da esterno (IP65) in metallo.

Le condutture saranno costituite da cavidotti interrati.

Oltre alle condutture contenenti i cavi di potenza saranno presenti, eventualmente separate da esse, anche condutture contenenti:

- cavi per l'alimentazione in bassa tensione (illuminazione esterna e ausiliari);
- cavi di trasmissione dei segnali degli impianti speciali;
- cavi di media tensione per il collegamento delle sezioni di impianto alla sottostazione MT/AT;
- cavi di protezione da collegarsi alla rete di terra.

Il collegamento alla rete RTN di TERNA avverrà tramite cavidotto interrato lungo la banchina stradale delle infrastrutture presenti.

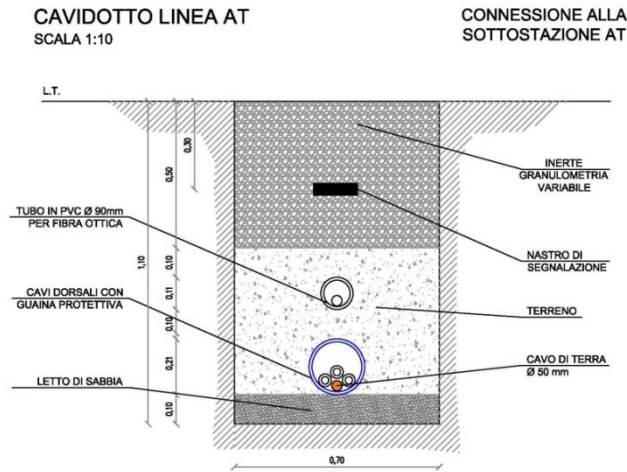


Figura 7: Sezione tipica di posa CEI 11-17.

#### 4. CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto di generazione fotovoltaica sarà realizzato secondo lo schema multi-inverter multi-stringa. L'impianto verrà suddiviso in n° 8 sottocampi aventi ognuno propria cabina e il proprio inverter centralizzato (composto da 4 unità con potenza nominale in uscita variabile da 1000 a 1500 W). La soluzione adottata comporta che, in caso di avaria di un inverter, si avrà la perdita di produzione del solo relativo sottocampo e non di sezioni più importanti dell'intero campo, come avverrebbe se fosse stata adottata una soluzione con un numero di inverter inferiore.

Dalle cabine BT/MT presenti partiranno le linee MT di collegamento alla sottostazione MT/AT che sarà collegata alla Sottostazione Terna secondo quanto indicato nella STMG, tramite cavidotto in AT.

##### 4.1 TRASFORMATORI

Per l'interfacciamento alla rete MT a 20 kV, vengono impiegati un totale di n° 8 trasformatori MT/BT di potenza 6000 kVA del tipo a bagno d'olio, con primario a 20 kV e secondari a 1 kV, gruppo vettoriale Dyn11 e tensione di cortocircuito del 6%.

##### 4.2 INVERTER

Il generatore fotovoltaico si ottiene collegando in parallelo n. 8 inverter centralizzati con tensione di uscita 690 V - 3F. Ogni inverter sarà costituito da 4 unità componibili (ciascuna con potenza variabile da 1000 a 1500 kW - dimensioni 3,69x1,70x3,76 m) che verranno alloggiare nei pressi delle cabine BT/MT.



#### 4.2.1 TENSIONI IN INGRESSO ALL' INVERTER

Le tensioni del campo e di ingresso dell' inverter e sono state coordinate secondo le seguenti esigenze:

1) La massima tensione a vuoto del generatore PV, corrispondente alla minima temperatura ipotizzabile, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall' inverter.

Il rispetto di tale condizione è tassativo, poiché un'eccessiva tensione del generatore può comportare un danno irreparabile all' inverter.

2) La minima tensione  $U_{mpp}$  del generatore PV, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (in genere  $70^{\circ}\text{C}$ ) con un irraggiamento di  $1000 \text{ W/m}^2$ , non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell' MPPT dell' inverter.

3) La massima tensione  $U_{rapp}$  del generatore PV, valutata alla minima temperatura di installazione dei moduli (in genere  $-10^{\circ}\text{C}$ ) con un irraggiamento di  $1000 \text{ W/m}^2$ , non deve superare la massima tensione di funzionamento dell' MPPT dell' inverter.

Le condizioni 2) e 3) sono importanti per garantire il funzionamento ottimale dell' inverter, ma il loro mancato rispetto non danneggia l' inverter stesso, che va in stand-by.

#### 4.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI

L'opera in progetto prevede la realizzazione di collegamenti elettrici interrati:

- in BT per il collegamento tra le pensiline fotovoltaiche e le cabine di trasformazione;
- in MT per il collegamento tra le cabine di trasformazione e la sottostazione del produttore;
- in AT per il collegamento tra la sottostazione del campo fotovoltaico e il punto di connessione indicato dal gestore di rete.

I cavi in BT e MT verranno posati nel lotto a disposizione (in particolare i cavi MT correranno lungo il perimetro dell'area), mentre la linea in AT correrà lungo la banchina stradale.

La profondità di scavo prevista per la posa dei cavi sarà di max 1,10 m per le linee BT ed AT, mentre per le linee in MT perimetrali sarà sufficiente una profondità di scavo di 0,70 m.

##### 4.3.1 SEZIONE DEI CAVI

Le sezioni dei cavi in CC sono state verificate sulla base dei seguenti requisiti:

- la portata ( $I_z$ ) del cavo almeno uguale alla corrente di impiego del circuito ( $I_z > I_g$ );
- la caduta di tensione nei limiti prestabiliti (1%) come più avanti si illustra.

Le sezioni dei cavi in CA sono state verificate sulla base degli stessi requisiti tenendo conto che gli inverter provvedono comunque, nell'ambito del campo di funzionamento, ad adeguare i parametri dell'energia, tensione compresa, alle caratteristiche di funzionamento della rete a valle.

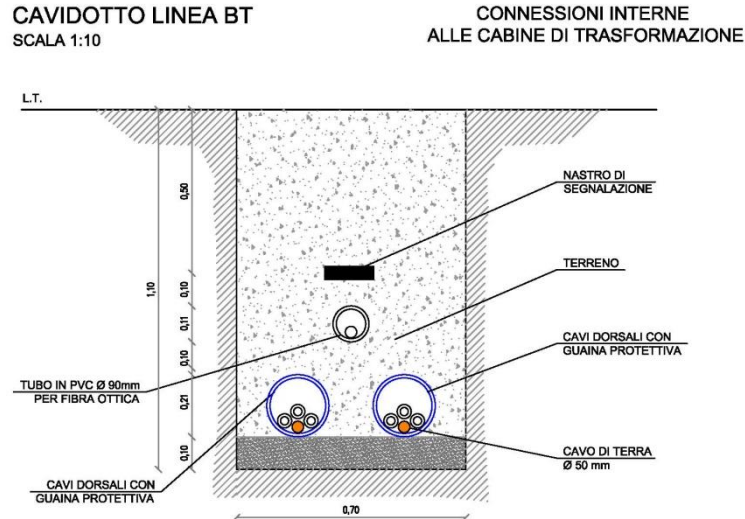


Figura 8: Sezione tipica di posa CEI 11-17.

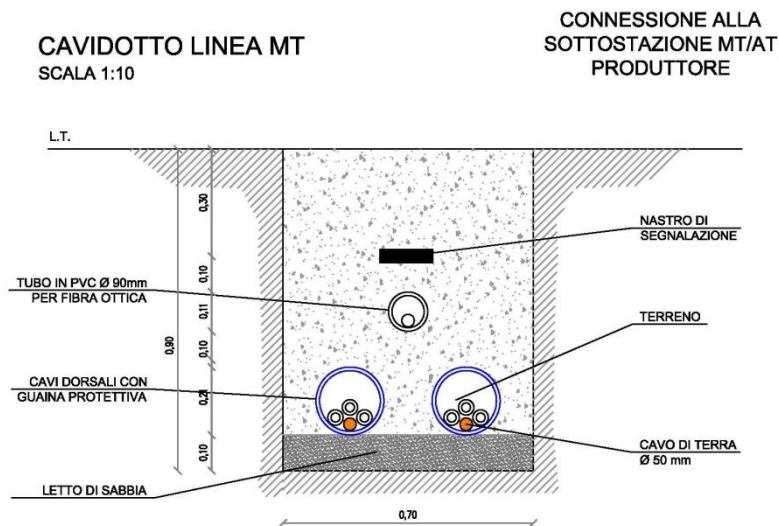


Figura 9: Sezione tipica di posa CEI 11-17.

#### 4.3.2 CORRENTE DI IMPIEGO

La corrente di impiego IB è stata determinata in conformità delle considerazioni che seguono.

Il cavo di stringa è attraversato dalla BT corrente dei moduli in serie che formano la stringa.

Nel funzionamento ordinario, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di cortocircuito.

In condizioni di prova standard (25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup> AM = 1,5) la corrente di cortocircuito del modulo vale I<sub>sc</sub> e in genere non supera 10 A.

Per il circuito di stringa si assume, prudenzialmente, una corrente di impiego IB = 1,25 I<sub>sc</sub>

Quando *m* stringhe costituiscono un sottocampo, il cavo che collega il quadro di sottocampo all' inverter deve portare la corrente di impiego IB = *m* 1,25 I<sub>sc</sub>.

#### 4.3.3 PORTATA DEI CAVI

E' stata assunta come portata di un cavo il valore massimo di corrente che quel cavo può portare a regime, senza superare la temperatura massima di funzionamento.

Detto valore è indicato dal costruttore, assieme alle condizioni di posa ed alla temperatura ambiente a cui tale portata si riferisce.

Le portate dei cavi speciali per installazioni FV sono state desunte direttamente dalle tabelle fornite dai costruttori.

Le portate dei cavi non speciali sono stati desunti dalle tabelle CEI UNEL 35024/1 per la posa in aria (temperatura ambiente  $\Theta = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) e CEI UNEL 35026 per la posa interrata.

La portata di un cavo non solare indicata nella tabella CEI UNEL 35024/1 è stata moltiplicata per:

- $k_1 = 0,58$  per posa sul retro del modulo ( $\Theta_a = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ );
- $k_1 = 0,91$  per posa in tubo esposto al sole ( $\Theta_a = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

#### 4.3.4 CADUTA DI TENSIONE

Negli impianti utilizzatori la caduta di tensione viene in genere limitata al 4% soprattutto per permettere un corretto funzionamento degli apparecchi utilizzatori.

Negli impianti fotovoltaici connessi in rete (lato c.c.) questa esigenza viene meno, perché l'inverter compensa automaticamente la caduta di tensione a monte per rimanere in parallelo con la rete.

La caduta di tensione rappresenta però anche la perdita di potenza, e dunque la perdita economica, per effetto Joule nei cavi.

Una caduta di tensione del 4% corrisponde a una perdita del 4% della potenza elettrica.

Per tale ragione, nell'impianto in oggetto si sono dimensionati i cavi al fine di avere una c.d.t. massima dell'1%, sia per le linee in c.c. provenienti dal campo FV verso gli inverter, sia per tutte le linee in c.a. sia di bassa che di media tensione. In allegato si riportano i report delle varie tratte di linea.

#### 4.3.5 DESCRIZIONE DELLE CONDUTTURE ELETTRICHE

Nell'impianto in oggetto verranno utilizzati in BT continua conduttori del tipo FG7M2 con tensione nominale di esercizio  $U_0/U$  ac 0,6/1 kV e  $U_0/U$  dc 0,9/1,5 kV essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari e serviranno per il trasporto dell'energia in dc prodotta dalle stringhe del campo fotovoltaico.

I cavi in oggetto sono resistenti all'ozono secondo EN50396 e resistenti ai raggi UV secondo HD605/A1.

Nel caso specifico dell'impianto fotovoltaico in oggetto, essi verranno posati come evidenziato negli elaborati di progetto allegati, o all'interno di canale metallico a vista tipo passerella IP20 sendzimir completa di coperchio ed accessori di derivazione, avente dimensioni variabile a seconda delle tratte con più o meno formazioni di cavi; l'altra modalità di posa sarà interrata in tubo avente caratteristiche di seguito riportate con profondità variabile a seconda sempre delle

tratte di attraversamento del campo e del numero di cavidotti posati contestualmente nello stesso scavo (disposizione su una o più file parallele a piano del terreno).

Con questa modalità di posa interrata verranno posati anche i cavi MT 20 kV, secondo lo schema rappresentato in sezione negli elaborati grafici allegati, con sigla RG7H1R 12/20 kV e formazione 3(1x50) mmq, per il trasporto in ac dell'energia in uscita dal primario del trasformatore MT/BT, sezionata dall'IMS installato all'interno della cabina di sottocampo e trasportata fino al locale utente MT di smistamento dove si troverà il relativo quadro di protezione in media tensione e lo stallo generale con a bordo la protezione generale (PG) ai sensi della norma CEI 0-16.

L'ultima modalità di posa che riguarda la raccolta dei conduttori direttamente in uscita dalle stringhe montate sulle strutture metalliche portanti dei moduli fotovoltaici, è del tipo a vista su canaline di cablaggio in materiale termoplastico aventi caratteristiche di seguito riportate.

Le stesse modalità di posa si avranno per il cavo di trasmissione seriale RS485 che verrà posato sulle varie tratte del campo fotovoltaico, per la comunicazione proveniente dalle varie cassette di parallelo stringhe collegate in modalità multi-drop.

Il cavo in questione sarà del tipo FE(2x(2xAWG22)SN)ST/R/RPE OUTDOOR, idoneo per la posa in ognuna delle modalità previste nel nostro impianto sopra citate, con tensione di isolamento fino a 1500 Vdc e 1000 Vac, quindi anche in posa affiancata in condutture comuni ai cavi di energia presenti nell'impianto in oggetto.

I tubi che andranno posati interrati saranno in HDPE a doppia parete, conformi alla norma CEI EN 50086-2-4, serie N - 450 N a marchio IMQ CE.

L'esterno del corrugato sarà di colore rosso, l'interno invece liscio di colore nero con trafilato in nylon ad alta resistenza alla trazione incorporato, sarà fornito completo di manicotto di giunzione.

I canali metallici a vista saranno in lamiera d'acciaio zincato a caldo tipo passerella IP20 in sendimir EN 10147 S250GD + Z200 MAC, la foratura sarà particolare per eliminare sbavature che possano danneggiare i conduttori e per garantire la sicurezza in fase di installazione e manutentiva. Saranno complete di coperchio ed accessori di derivazione con sezioni tipiche come indicato negli elaborati di progetto.

I canali in termoplastico posati a vista saranno realizzati in materiale privo di alogeni secondo la Norma VDE 0472 Part 815, con Br + Cl < 0,2% e F < 0,1%.

Saranno inoltre garantite le caratteristiche di autoestinguenza secondo la Norma UL 94 V0 nonché la resistenza al calore anormale e al fuoco fino a 850 °C (prova del filo incandescente) secondo la Norma IEC 695-2-1. La stabilità dimensionale sarà compresa tra -40 e +100 °C, saranno costruite in conformità alla nuova Norma EN 50085-2-3 e il colore sarà il grigio RAL 7035.

I rimanenti conduttori elettrici presenti nell'impianto in oggetto saranno posati all'interno dei locali e delle relative vasche autoportanti di fondazione e passaggio cavi, siano essi di segnalazione o di energia, in corrente continua con tensione < 900 V, in corrente alternata < 400 V o in M.T. con tensione 15kV, visto infatti che le cabine sono tutte posate una adiacente all'altra non sono previsti scavi o linee aeree per la posa di condutture in media tensione.

Negli elaborati grafici di progetto allegati, sono rappresentate le planimetrie e le sezioni delle condutture elettriche dove si trovano indicate profondità e modalità di posa, sezione e tipo, dimensioni dei pozzetti in c.l.s. con coperchio in ghisa carrabili per le derivazioni delle condutture interrate, formazione e tipo dei conduttori sia di energia che di segnalamento.

## 5. CARATTERISTICHE DEI DISPOSITIVI DI PROTEZIONE, MANOVRA E SEZIONAMENTO

Di seguito, sono richiamate le principali caratteristiche dei dispositivi di protezione, manovra e sezionamento prescelti.

### 5.1 DISPOSITIVI IN CORRENTE ALTERNATA

I dispositivi di protezione, manovra e sezionamento generalmente utilizzati nella parte c.a. dell'impianto fotovoltaico non differiscono da quelli comunemente utilizzati.

#### 5.1.1. INTERRUTTORI AUTOMATICI

Negli impianti fotovoltaici lato c.a. sono utilizzati interruttori automatici (magnetotermici), di tipo sia domestico e similare (EN 60898-1), sia industriale (EN 60947-2). Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare hanno corrente nominale ( $I_n$ ) fino a 125 A e non sono né regolabili, né ritardabili. In genere, si utilizzano interruttori con caratteristica di intervento di tipo C (soglia di intervento magnetico compresa tra  $5 I_n$  e  $10 I_n$ ). Gli interruttori automatici ad uso industriale hanno corrente nominale fino a 4000 A; i relè termico e/o magnetico possono essere regolabili e ritardabili. Un interruttore automatico ad uso industriale è specificato con il potere di interruzione estremo  $I_{cu}$  e con il potere di interruzione di servizio  $I_{cs}$ . Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare sono invece caratterizzati dal potere di cortocircuito ( $I_{cn}$ ), inteso come la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è capace di stabilire, portare e interrompere (in condizioni di prova specificate). Un interruttore automatico deve avere un potere di cortocircuito o di interruzione (estremo) almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare garantiscono sempre il sezionamento del circuito, mentre gli interruttori automatici ad uso industriale sono adatti al sezionamento solo se dichiarati tali dal costruttore.

#### 5.1.2. INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI

Gli interruttori di manovra di bassa tensione, chiamati comunemente interruttori non automatici, sono oggetto della norma EN 60947-3 (CEI 17-11). Un interruttore di manovra è destinato a stabilire, portare ed interrompere le correnti del servizio ordinario; può anche stabilire, ma non interrompere, correnti di cortocircuito. Gli interruttori di manovra adatti per sezionare il circuito sono denominati interruttori di manovra-sezionatori. Gli interruttori di manovra-sezionatori sono caratterizzati da: • categoria di utilizzazione; • corrente nominale di impiego; • tensione nominale; • frequenza nominale; • potere di chiusura nominale e potere di interruzione nominale (in condizioni ordinarie).

La categoria di utilizzazione indica le condizioni di uso più significative per l'interruttore; è individuata con due lettere (AC per i circuiti in corrente alternata, DC per quelli in continua) seguite da due cifre che indicano il tipo di utilizzazione e da una lettera (A o B) che specifica la frequenza delle manovre. La corrente nominale di impiego di un interruttore di manovra sezionatore è assegnata dal costruttore in funzione della tensione e della categoria di

utilizzazione. Uno stesso interruttore ha una corrente nominale di impiego tanto minore quanto è più gravosa la categoria di utilizzazione. Il potere di chiusura nominale e il potere di interruzione nominale dell'interruttore dipendono dalla corrente nominale di impiego. Gli interruttori di manovra-sezionatori di categoria AC-20 e DC-20 non possono essere manovrati sotto carico, cioè non hanno potere di chiusura e di interruzione (in pratica sono sezionatori). Gli interruttori di manovra-sezionatori devono essere protetti dalle sovracorrenti da un dispositivo di protezione indicato dal costruttore.

## **5.2 DISPOSITIVI IN CORRENTE CONTINUA**

### **5.2.1 INTERRUTTORI AUTOMATICI**

Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare (EN 60898-1) sono previsti solo per l'impiego in c.a. . Alcuni costruttori prevedono il loro utilizzo anche in c.c., ma in genere solo per tensioni di poche decine di volt.

Gli interruttori automatici ad uso industriale (EN 60947-2) sono idonei anche all'uso in c.c., ma con tensione di impiego ridotta rispetto all'utilizzo in c.a., e sono poco utilizzati negli impianti PV.

### **5.2.2 INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI**

Gli interruttori di manovra-sezionatori, conformi alla norma EN 60947-3 (CEI 17-11), sono in genere idonei anche all'uso in c.c., ma con tensione nominale ridotta rispetto alla c.a. e spesso in categoria di utilizzazione DC-20 (manovrabili solo a vuoto). Quando la tensione nominale dell'interruttore di manovra-sezionatore in c.c. è inferiore alla massima tensione del generatore fotovoltaico (a favore della sicurezza pari a  $1,2 U_{oc}$ ), è necessario collegare in serie due o più poli dell'interruttore per il sezionamento di ogni polo del sistema c.c., in modo da ridurre le sollecitazioni d'arco su ciascun polo. Se la corrente che l'interruttore di manovra-sezionatore è chiamato ad interrompere è elevata, si possono collegare in parallelo i poli, in modo da limitare la corrente interrotta da ciascun polo e ridurre la taglia degli interruttori stessi. In ogni caso, occorre fare riferimento alle istruzioni fornite dal costruttore degli interruttori di manovra-sezionatori.

Gli interruttori di manovra-sezionatori con categoria di utilizzazione DC-20 devono essere manovrati solo a vuoto, dopo l'apertura di un dispositivo di sezionamento sotto carico, e devono portare un avviso che indichi il divieto di aprirli in presenza di carico, devono poi essere protetti dalle sovracorrenti dai dispositivi di protezione a cui sono abbinati, in genere fusibili.

Quando è omessa la protezione dalle sovracorrenti, l'interruttore di manovra-sezionatore deve avere una corrente nominale di impiego almeno uguale alla massima corrente che si può stabilire nel circuito.

## 5.3 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI

### 5.3.1 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI LATO C.C.

#### 5.3.1.1 Protezione dei cavi

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

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

Se, i cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, ad es. 1,25 I<sub>sc</sub> per i cavi di stringa, non è possibile sovraccaricare, e non occorre quindi proteggere contro il sovraccarico, i cavi di un impianto PV.

I cavi dell'impianto PV sono interessati da una corrente di cortocircuito in 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.

Un cortocircuito su un cavo di stringa viene alimentato:

- a monte, dalla stringa in esame:  $IM1 = 1 > 25 I_{sc}$
- a valle, da tutte le altre stringhe:  $IM2 = (n - 1) 1,25 I_{sc}$  essendo  $n$  il numero di stringhe connesse in parallelo al medesimo inverter.

La corrente di cortocircuito  $IM1$  coincide con la corrente di impiego ( $IB = 1,25 I_{sc}$ ) per cui il cavo di stringa è stato dimensionato. In un impianto fotovoltaico con due sole stringhe ( $n = 2$ ), anche la corrente di cortocircuito  $IM2$  è uguale a  $1,25 I_{sc}$  e non occorre quindi proteggere i cavi di stringa dal cortocircuito. Se all' inverter sono collegate tre o più stringhe ( $n > 3$ ) la corrente di cortocircuito  $IM1$  supera la corrente di impiego del circuito di stringa, ma se la portata dei cavi di stringa ( $I_z$ ) soddisfa la relazione  $I_z > (n - 1) 1,25 I_{sc}$  si può omettere la protezione dal cortocircuito di tali cavi.

Un cortocircuito sul cavo tra il quadro e l' inverter, viene alimentato a monte dalle  $m$  stringhe in parallelo che costituiscono il sottocampo interessato dal guasto ( $IN1$ ), a valle dalle altre  $(n - m)$  stringhe facenti capo allo stesso inverter ( $IN2$ ).

La corrente di cortocircuito  $IN1 = m 1,25 I_{sc}$  coincide con la corrente di impiego del circuito in esame.

La corrente di cortocircuito  $IN2 = (n - m) 1,25 I_{sc}$  è maggiore della corrente di impiego del circuito se  $n > 2m$ ; in tal caso si può sovradimensionare il cavo, in modo che sia  $I_z \geq (n - m) 1,25 I_{sc}$ , oppure proteggere il cavo stesso dal cortocircuito.

Quanto appena detto per un impianto PV con un unico inverter (impianto mono-inverter), vale anche per un impianto multi-inverter, pur di riferirsi alla parte del campo PV a monte di ciascun inverter,

Ad esempio, se si suppongono tre sottocampi, di tre stringhe ciascuno ( $m = 3$  e  $n = 3m = 9$ ). Per i cavi di stringa si ha:

- $IB = 1,25 I_{sc}$



- $IM1 = IB = 1,25 I_{sc}$
- $IM2 = (9-1) 1,25 I_{sc} = 10 I_{sc} = 8 IB$

Non occorre la protezione dal cortocircuito dei cavi di stringa se hanno una portata  $I_z \geq 10 I_{sc}$ .

Per i cavi che collegano i quadri di sottocampo con l'inverter si ha:

- $IB = 3 \times 1,25 I_{sc}$
- $IN1 = IB = 3 \times 1,25 I_{sc}$
- $IN2 = (9 - 3) 1,25 I_{sc} = 7,5 I_{sc} = 21B$

Non occorre proteggere dal cortocircuito i cavi tra i quadri di sottocampo e l'inverter se hanno una portata  $I_z \geq 7,5 I_{sc}$ .

Le condizioni suddette, per omettere la protezione dei cavi dal cortocircuito, sono spesso soddisfatte, specie nei piccoli impianti fotovoltaici, perché i cavi sono in genere sovradimensionati per limitare la caduta di tensione.

#### 5.3.1.2 Protezione dei moduli contro la corrente inversa

Se una stringa viene cortocircuitata, in tutto o in parte, a seguito di uno o più guasti (o di ombreggiamento), le altre stringhe in parallelo originano una corrente che attraversa la stringa in senso inverso a quello ordinario. I moduli fotovoltaici sono in grado di sopportare, senza danneggiarsi, una corrente inversa compresa in genere tra  $2,5 I_{sc}$  e  $3 I_{sc}$ . In un impianto fotovoltaico, con  $n$  stringhe in parallelo collegate al medesimo inverter, la massima corrente di guasto su una stringa è  $1,25 (n - 1) I_{sc}$ .

Se  $1,25 (n - 1) I_{sc} \geq 2,5 I_{sc}$ , cioè fino a tre stringhe ( $n \leq 3$ ), non è necessario il fusibile di stringa per proteggere i moduli dalla corrente inversa. Alcuni moduli tollerano correnti inverse più elevate di  $3 I_{sc}$  e consentono il parallelo di più di tre stringhe, senza il fusibile di stringa.

#### 5.3.1.3. Scelta e installazione dei dispositivi di protezione

Per la protezione contro cortocircuito sul lato c.c., quando necessaria, si ricorre in genere a fusibili.

I fusibili (di tipo G) devono essere idonei all'uso in c.c. ed avere tensione nominale in c.c. maggiore della massima tensione del generatore PV ( $1,2 U_{oc}$  a favore della sicurezza). Il fusibile deve avere una corrente nominale almeno uguale a  $1,25 I_{sc}$  per evitare interventi intempestivi e non superiore a quella indicata dal costruttore per proteggere il modulo. In assenza di indicazioni da parte del costruttore si assume  $I_n < 2 I_{sc}$ .

Un fusibile protegge un cavo dal cortocircuito se interviene in un tempo tale da limitare l'energia specifica passante ( $I^2t$ ) ad un valore sopportabile dal cavo stesso. Tuttavia, se il fusibile protegge il cavo dal sovraccarico, ossia se  $I_n \leq 0,9 I_z$  (come in genere accade in un impianto PV), limita sicuramente l' $I^2t$  a valori sopportabili dal cavo, per qualsiasi valore della corrente di cortocircuito, e non è quindi necessario eseguire alcuna verifica in proposito. Nei sistemi con un polo a terra è sufficiente un fusibile sul conduttore non collegato a terra (un guasto a terra sul conduttore messo a terra non ha alcun effetto). Nei sistemi isolati da terra, o con il punto mediano a terra, i fusibili devono essere installati su entrambi i poli del circuito, poiché potrebbero essere percorsi da una corrente verso terra. Nei piccoli impianti i fusibili di stringa possono essere installati a

bordo dell' inverter; negli impianti più grandi vanno installati nel quadro di sottocampo, poiché devono proteggere il cavo di stringa dalla corrente di cortocircuito  $I_{M2} = (n - 1) 1,25 I_{sc}$  derivante dalle  $(n - 1)$  stringhe.

I fusibili posti a protezione del cavo che collega il quadro di sottocampo all' inverter vanno posti in prossimità dell' inverter stesso, poiché devono proteggere il cavo dalla corrente  $I_{N2} = (n - m) \cdot 1,25 I_{sc}$  derivante dalle  $(n - m)$  stringhe.

### 5.3.2. PROTEZIONE DELLE SOVRACORRENTI LATO C.A.

Il cavo tra l' inverter ed il punto di parallelo con la rete ha in genere una portata superiore alla massima corrente che l' inverter è in grado di fornire; non è quindi soggetto a sovraccarico.

Deve essere, però, protetto dalla corrente di cortocircuito fornita dalla rete, in genere da un interruttore magnetotermico, il quale deve essere installato in prossimità del punto di parallelo con la rete. Per proteggere il cavo in questione si può anche utilizzare l'interruttore generale BT dell'impianto utilizzatore, se idoneo, ma l' intervento dell'interruttore generale mette fuori servizio l'intero impianto utilizzatore. Negli impianti con più inverter, una protezione dedicata per ogni linea consente, in caso di guasto su un inverter, il normale funzionamento degli altri inverter. L'aggiunta di un generatore PV in un impianto utilizzatore esistente non peggiora la situazione per quanto riguarda il sovraccarico ed il cortocircuito. Infatti, l'impianto fotovoltaico deve essere collegato a monte dei dispositivi di protezione dei circuiti che alimentano le utenze. Se i circuiti dell'impianto utilizzatore sono correttamente protetti dal sovraccarico, anche se aumenta la potenza disponibile, ogni circuito dell'impianto utilizzatore non può essere percorso da una corrente superiore a quella consentita dal dispositivo di protezione contro le sovracorrenti. Tutt'al più, a fronte di interventi troppo frequenti dei suddetti dispositivi, occorre adeguare le sezioni dei cavi e le relative protezioni contro il sovraccarico. Per quanto attiene un cortocircuito nell'impianto utilizzatore in pratica nulla cambia, poiché l'impianto PV fornisce correnti di cortocircuito dell'ordine delle decine o centinaia di ampere.

### 5.3.3 SCELTA E INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI DI MANOVRA E SEZIONAMENTO

Ogni circuito deve essere sezionabile in corrispondenza della sua alimentazione.

Tale regola generale si applica anche agli impianti fotovoltaici, in particolare all' inverter, il quale deve poter essere sezionato sia sul lato c.c., sia su quello c.a., in modo da permetterne la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione (generatore PV e rete).

#### 5.3.3.1 Sezionamento a valle dell' inverter

Sul lato c.a., a valle dell' inverter, deve essere previsto un dispositivo di sezionamento generale. Può essere utilizzato a tale scopo il dispositivo di protezione installato nel punto di parallelo con la rete, in genere un interruttore automatico.

Se il suddetto interruttore non è nelle immediate vicinanze dell' inverter, è preferibile prevedere un dispositivo di sezionamento subito a valle dell' inverter.

Il dispositivo di sezionamento generale deve interrompere tutti i conduttori attivi ed essere chiudibile a chiave nella posizione di aperto, oppure essere installato in un quadro e/o locale chiudibile a chiave, in modo che ne sia impedito l'azionamento impestivo.

#### *5.3.3.2 Sezionamento a monte dell'inverter*

Subito a monte di ogni inverter (lato c.c.) deve essere installato un dispositivo di sezionamento azionabile sotto carico, ad esempio un interruttore di manovra-sezionatore (categoria di utilizzazione almeno DC-21). Il dispositivo di sezionamento deve essere posto in posizione facilmente accessibile. Il dispositivo di sezionamento può essere interno all'inverter; a volte è manovrabile sotto carico, altre volte è manovrabile solo a vuoto, ma in tal caso è interbloccato con lo sportello di accesso all'inverter, la cui apertura determina l'apertura di un interruttore statico. Il sezionatore lato c.c. manovrabile solo a vuoto si può anche ubicare entro un quadro: se l'apertura del quadro può avvenire solo dopo aver aperto il dispositivo di sezionamento lato c.a., il sezionatore lato c.c. è manovrato solo fuori carico (salvo la corrente assorbita a vuoto dall'inverter). Aniché un unico dispositivo di sezionamento generale, si possono prevedere più dispositivi di sezionamento azionabili sotto carico, ad esempio uno per ogni sottocampo. La presenza di più dispositivi di sezionamento comporta lo svantaggio di non poter sezionare l'inverter, sul lato c.c., con un'unica manovra; in compenso si può sezionare sotto carico una parte del generatore PV, e poi sezionare una stringa asportando il fusibile di stringa senza dover mettere fuori servizio l'intero generatore PV. È consigliabile un dispositivo di sezionamento (anche a vuoto) su ogni stringa, per permettere interventi di verifica o manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori tensione altre parti dell'impianto fotovoltaico.

Può essere previsto un interruttore di manovra-sezionatore per ogni stringa, sul quadro di inverter o nei quadri di sottocampo, ma sono sufficienti anche:

- i connettori
- i fusibili, se necessari per la protezione dalle sovracorrenti.

Va da sé che i connettori e i fusibili sono azionabili solo a vuoto, cioè dopo l'apertura dell'interruttore di manovra-sezionatore a valle, il quale può essere richiuso una volta sezionata la stringa.

I dispositivi di sezionamento devono sezionare entrambi i poli del circuito c.c.

I quadri e le scatole di giunzione dell'impianto fotovoltaico, lato c.c., devono portare un avviso che segnali che le parti attive al loro interno possono essere in tensione anche dopo l'apertura dei dispositivi di sezionamento. Per il sezionamento della singola stringa sono previsti due interruttori di manovra-sezionatori dedicati per ogni sottocampo, azionabili sotto carico. In presenza di due stringhe, le protezioni contro il cortocircuito sul lato c.c. non sono necessarie.

Sul lato c.a. gli interruttori automatici garantiscono sia la protezione dalle sovracorrenti, sia il sezionamento.

Il sezionamento lato c.c. è garantito da un interruttore di manovra-sezionatore per ogni sottocampo.

I fusibili per la protezione dal cortocircuito dei moduli e dei cavi di stringa sono installati nel quadro di campo abbinato all'inverter e garantiscono anche il sezionamento a vuoto della

singola stringa (un fusibile su ciascun polo, perché il sistema è isolato da terra). Per il sezionamento dell' inverter, lato c.a., è previsto un interruttore di manovra-sezionatore, installato nel quadro abbinato all' inverter. La protezione dal cortocircuito della linea tra inverter e punto di parallelo con la rete è garantita da un interruttore automatico, posto in corrispondenza di tale punto.

#### **5.4 PARALLELO CON LA RETE**

Ai fini della sicurezza dell'esercizio, il collegamento in parallelo dell'impianto fotovoltaico generatore alla rete richiede un sistema di controllo contro la deriva dei parametri elettrici di seguito delineato con la descrizione delle apparecchiature che ne fanno parte.

#### **5.5 L'INTERRUTTORE GENERALE DELL'IMPIANTO UTILIZZATORE**

L'interruttore generale dell'impianto è il dispositivo di interruzione e sezionamento generale in media tensione (DG), comandata dalla protezione generale "PG" (per le protezioni tipo 50, 51, 51N ed eventuale 67N), entrambi presenti all'interno del quadro M.T. secondo norma CEI 0-16 nel vano denominato "locale MT cliente".

- il dispositivo di interfaccia: contraddistinto con sigla "DI", nel nostro caso integra la protezione di interfaccia "PI" (relè preposto per le protezioni tipo 27, 59, 81L, 81H), in presenza di anomalia agisce sullo sganciatore di apertura dell' interruttori MT relativo all PI, e prevede anche un rinalzo, in mancanza di apertura del dispositivo suddetto.
- il dispositivo di generatore: è previsto un dispositivo per ogni generatore ed assicura il sezionamento in casa di avaria dell'inverter, dell'impianto FV o meglio nel nostro caso, del sottocampo relativo, è un interruttore automatico di tipo scatolato presente all'interno del quadro B.T. di parallelo installato nel locale preposto.

#### **5.6 GRUPPI DI MISURA**

E' previsto la misura mediante apparecchiature certificate UTF di:

- energia fotovoltaica prodotta: realizzata con l'inserimento di n.12 contatori, installati due per ognuno dei sei quadri B.T. di parallelo installati nel locale preposto, immediatamente a valle del dispositivo di generatore B.T. relativo al singolo inverter. Sarà di tipo unidirezionale con lettura semidiretta della tensione in B.T. e indiretta tramite TA della corrente.
- energia fotovoltaica prelevata - immessa in rete: verrà installato un contatore di energia di tipo bidirezionale, come da norma CEI 0-16 essendo utenti di tipo attivoattivo, (cessione totale dell'energia ad esclusione del prelievo dei servizi di centrale). Esso verrà installato all'interno di un quadro dedicato nel locale misure e sarà idoneo alla misura della potenza e dell'energia (attiva e reattiva) prelevate e immesse in rete. La lettura del contatore bidirezionale di nostra proprietà verrà effettuata in maniera indiretta grazie allo stallo M.T. della cella misure nel locale preposto adiacente al locale misure, dove sono presenti i TA e i TV certificati UTF come indicato negli elaborati grafici di progetto.

Saranno previste le seguenti misure antifrode:

- sigillatura delle calotte dei contatori, delle morsettiere dei TV e dei TA, delle morsettiere di sezionamento secondo la norma CEI 13-4, art.4;
- protezione delle manomissioni dei cavi secondari dei gruppi di misura ad inserzione semidiretta e indiretta.

## 6. SISTEMA MONITORAGGIO E CONTROLLO TRASFORMATORI

La logica di funzionamento del sistema prevede l'inserimento temporizzato dei trasformatori presenti sull'impianto. Il comando di tali interruttori sarà attuato secondo la logica e le tempistiche previste sul PLC di controllo o attuabili da remoto da un operatore.

### 6.1 PREDISPOSIZIONE MONITORAGGIO

Le operazioni di supervisione e controllo dell'impianto saranno possibili grazie ad un PLC ed al modulo Web Server ad esso collegato. Il sistema sarà accessibile mediante una qualsiasi postazione PC (o altro dispositivo Cellulare/Palmare ) dotata di collegamento ad internet.

Il sistema prevederà la possibilità di inviare e-mail o sms di segnalazione ad operatori remoti in corrispondenza ad allarmi o particolari eventi che possano manifestarsi sull'impianto, oltre alla possibilità di inviare segnalazioni e dati ad un server centrale.

Il sistema è articolato in modo che, anche senza il sistema di supervisione, la logica di funzionamento possa essere controllata automaticamente ed in modo autonomo. Il PLC di controllo deve potere espletare le funzioni di base che assicurino le condizioni operative normali e di emergenza senza il supporto del sistema superiore di supervisione.

Dalle postazioni di supervisione locale sarà possibile visualizzare e controllare:

- Lo stato attuale dell' impianto, in tempo reale, tramite le pagine video;
- Gli allarmi attuali e storici;
- Le misure delle varie grandezze e delle variabili di processo;
- I trend delle variabili di processo;Il set-up delle varie funzioni;
- Il comando di apertura e chiusura degli interruttori L'operatore potrà da tale pagina navigare attraverso le pagine relative agli schemi elettrici delle cabine.

Ciascuno di tali schemi presenta un comportamento di tipo dinamico in cui è possibile visualizzare lo stato degli interruttori mediante visualizzazione cromatica.

Il sistema memorizza i parametri letti presenti nelle cabine, consentendo il controllo costante e continuo dello stato delle alimentazioni.

I dettagli elettrici visualizzabili sono:

- Tensione di Sistema
- Corrente assorbita
- Potenza Attiva
- Potenza Reattiva
- Cosfi e fattore di potenza
- Contatori di Potenza.

### 6.2 VERIFICA CONFIGURAZIONI INVERTER-PANNELLI

La configurazione di controllo della potenza verrà determinata sulla base delle caratteristiche dei pannelli. Questi verranno collegati in stringhe aventi requisiti compatibili con gli ingressi degli inverter.

Le verifiche di compatibilità verranno eseguite alla temperatura massima e minima di funzionamento.

### **6.3 SERVIZI AUSILIARI**

Di seguito vengono elencate le varie utenze che costituiscono la sezione dei servizi ausiliari di sussistenza della centrale.

- Alimentazione ausiliari inverter : potenza totale 7,2 kW ; tensione 400 V – 3F+N
- Alimentazione condizionatori aria locali : potenza totale 90 kW ; tensione 400 V – 3F+N
- Alimentazione servizi locali cabina : potenza totale 10,8 kW ; tensione 230 V – F+N
- Alimentazione utenze privilegiate : potenza totale 12 kW ; tensione 230 V – F+N distribuite con le seguenti frazioni:
  - Dispositivo di interfaccia: potenza 0,3 kW
  - Ausiliari quadri M.T.: potenza 7,8 kW
  - Ausiliari quadri B.T.: potenza 3,6 Kw
  - Data logger: potenza 0,3 kW
- Alimentazione reattanza trafo MT/BT: potenza totale 15 kVA; tensione 15 kV – 3F.

Visto il totale delle potenze sopra elencate, anche con coefficiente di utilizzazione pari ad uno, ci troveremmo comunque nella condizione di rispettare quanto citato nell'articolo 16 dell'allegato "A" della delibera AEEG n. 348/07, dato che non si supererebbe la soglia di prelievo dichiarata pari a 240 kVA .

## 7. EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE ED INTERFERENZE

I campi elettromagnetici sono un insieme di grandezze fisiche misurabili, introdotte per caratterizzare un insieme di fenomeni in cui è presente un'azione a distanza attraverso lo spazio. Quattro sono i vettori che inquadrano le grandezze introdotte nella definizione del modello fisico dei campi elettromagnetici:

- E campo elettrico;
- H Campo magnetico;
- D spostamento elettrico o induzione dielettrica;
- B induzione magnetica.

Per quanto concerne i fenomeni elettrici si fa riferimento al campo elettrico, il quale può essere definito come una perturbazione di una certa regione spaziale determinata dalla presenza nell'intorno di una distribuzione di carica elettrica. Per i fenomeni di natura magnetica si fa riferimento a una caratterizzazione dell'esposizione ai campi magnetici in termini di induzione magnetica, che tiene conto dell'interazione con l'ambiente ed i mezzi materiali in cui il campo si propaga. La normativa attualmente in vigore disciplina in modo differente ed in due decreti attuativi diversi i valori ammissibili di campo elettromagnetico, distinguendo così i "campi elettromagnetici quasi statici" ed i "campi elettromagnetici a radio frequenza".

Nel caso dei campi quasi statici ha senso ragionare separatamente sui fenomeni elettrici e magnetici e ha quindi anche senso imporre separatamente dei limiti normativi alle intensità del campo elettrico e dell'induzione magnetica.

Il modello quasi statico è applicato per il caso concreto della distribuzione di energia, in relazione alla frequenza di distribuzione dell'energia della rete che è pari a 50Hz.

In generale gli elettrodotti dedicati alla trasmissione e distribuzione di energia elettrica sono percorsi da correnti elettriche di intensità diversa, ma tutte alla frequenza di 50Hz, e quindi tutti i fenomeni elettromagnetici che li vedono come sorgenti possono essere studiati correttamente con il modello per campi quasi statici.

DENOMINAZIONE	SIGLA	FREQUENZA	LUNGHEZZA D'ONDA	
FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE	ELF	0 - 3kHz	> 100Km	
FREQUENZE BASSISSIME	VLF	3 - 30kHz	100 - 10Km	
RADIOFREQUENZE	FREQUENZE BASSE (ONDE LUNGHE)	LF	30 - 300kHz	10 - 1Km
	MEDIE FREQUENZE (ONDE MEDIE)	MF	300kHz - 3MHz	1Km - 100m
	ALTE FREQUENZE	HF	3 - 30MHz	100 - 10m
	FREQUENZE ALTISSIME (ONDE METRICHE)	VHF	30 - 300MHz	10 - 1m
MICROONDE	ONDE DECIMETRICHE	UHF	300MHz - 3GHz	1m - 10cm
	ONDE CENTIMETRICHE	SHF	3 - 30GHz	10 - 1cm
	ONDE MILLIMETRICHE	EHF	30 - 300GHz	1cm - 1mm
INFRAROSSO	IR	0,3 - 385THz	1000 - 0,78mm	
LUCE VISIBILE		385 - 750THz	780 - 400nm	
ULTRAVIOLETTA	UV	750 - 3000THz	400 - 100nm	
RADIAZIONI IONIZZANTI	X	> 3000THz	< 100nm	

Tabella 7.1: Spettro elettromagnetico.



Gli impianti per la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica alla frequenza di 50 Hz, costituiscono una sorgente di campi elettromagnetici nell'intervallo 30-300 Hz.

## 7.1 RIFERIMENTI NORMATIVI

1) Legge n. 36 del 22/02/2001 "Legge quadro sulla protezione delle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", pubblicata su G.U. n.55 del 7 Marzo 2001, finalizzata ad:

- assicurare la tutela della salute dei lavoratori, delle lavoratrici e della popolazioni dagli effetti dell'esposizione a determinati livelli di campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici ai sensi nel rispetto dell'art.32 della Costituzione;
- assicurare la tutela dell'ambiente e del paesaggio e promuovere l'innovazione tecnologica e le azioni di risanamento colte a minimizzare l'intensità e agli effetti dei campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici secondo le migliori tecnologie disponibili.

2) D.P.C.M. del 08/07/2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", decreti attuativi della Legge n.36/2001.

In particolare il D.P.C.M. pubblicato su G.U. n. 200 il 29/08/2003 fissa i limiti di esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento ed all'esercizio degli elettrodotti:

- Art.3 comma1: nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti, non deve essere superato il limite di esposizione di 100  $\mu$ T (micro Tesla) per l'induzione magnetica e per il campo elettrico, intesi come valori efficaci;
- Art.3 comma2: a titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10  $\mu$ T, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio;
- Art.4 1. Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di 3  $\mu$ T per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

## **7.2 ESPOSIZIONE AI CAMPI A FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE (ELF -EXTREMELY LOW FREQUENCY)**

Una delle problematiche più studiate è certamente quella concernente l'esposizione a campi elettrici e magnetici dispersi nell'ambiente dalle linee di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica (elettrodotti), la cui frequenza (50 Hz in Europa, 60 Hz negli Stati Uniti) rientra nella cosiddetta banda ELF (30 - 300 Hz).

I campi ELF, contraddistinti da frequenze estremamente basse, sono caratterizzabili mediante la semplificazione delle equazioni di Maxwell dei "campi elettromagnetici quasi statici" e quindi da due entità distinte:

- il campo elettrico, generato dalla presenza di cariche elettriche o tensioni e quindi direttamente proporzionale al valore della tensione di linea;
- il campo magnetico, generato invece dalle correnti elettriche: dagli elettrodotti si generano sia un campo elettrico che un campo magnetico.

### **7.2.1 CAMPO ELETTRICO**

Il campo elettrico è legato in maniera direttamente proporzionale alla tensione della sorgente; esso si attenua, allontanandosi da un elettrodotto, come l'inverso della distanza dai conduttori. I valori efficaci delle tensioni di linea variano debolmente con le correnti che le attraversano, pertanto l'intensità del campo elettrico può considerarsi, in prima approssimazione, costante. La presenza di alberi, oggetti conduttori o edifici in prossimità delle linee riduce l'intensità del campo elettrico e, in particolare all'interno degli edifici, si possono misurare intensità di campo fino a 10 (anche 100) volte inferiori a quelle rilevabili all'esterno.

### **7.2.2 CAMPO MAGNETICO**

L'intensità del campo magnetico generato in corrispondenza di un elettrodotto dipende invece dall'intensità della corrente circolante nel conduttore; tale flusso risulta estremamente variabile sia nell'arco di una giornata sia su scala temporale maggiore quale quella stagionale.

Non c'è alcun effetto schermante nei confronti dei campi magnetici da parte di edifici, alberi o altri oggetti vicini alla linea: quindi all'interno di eventuali edifici circostanti si può misurare un campo magnetico di intensità comparabile a quello riscontrabile all'esterno. Quindi, sia campo elettrico che campo magnetico decadono all'aumentare della distanza dalla linea elettrica, ma mentre il campo elettrico, è facilmente schermabile da oggetti quali legno, metallo, ma anche alberi ed edifici, il campo magnetico non è schermabile dalla maggior parte dei materiali di uso comune.

## **7.3 EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE INDOTTE DAGLI ELETTRODOTTI A SERVIZIO DELL'IMPIANTO**

### **7.3.1 DIFFERENZA TRA CAMPI INDOTTI DA LINEE ELETTRICHE AEREE E CAVI INTERRATI**

#### *7.3.1.1 Campo elettrico*

Il campo elettrico risulta ridotto in maniera significativa per l'effetto combinato dovuto alla speciale guaina metallica schermante del cavo ed alla presenza del terreno che presenta una conducibilità elevata. Per le linee elettriche di MT a 50 Hz, i campi elettrici misurati attraverso prove sperimentali sono risultati praticamente nulli, per l'effetto schermante delle guaine metalliche e del terreno sovrastante i cavi interrati.

#### *7.3.1.2 Campo magnetico*

Le grandezze che determinano l'intensità del campo magnetico circostante un elettrodotto sono principalmente:

- distanza dalle sorgenti (conduttori);
- intensità delle sorgenti (correnti di linea);
- disposizione e distanza tra sorgenti (distanza mutua tra i conduttori di fase);
- presenza di sorgenti compensatrici;
- suddivisione delle sorgenti (terne multiple).

I metodi di controllo del campo magnetico si basano principalmente sulla riduzione della distanza tra le fasi, sull'installazione di circuiti addizionali (spire) nei quali circolano correnti di schermo, sull'utilizzazione di circuiti in doppia terna a fasi incrociate e sull'utilizzazione di linee in cavo.

I valori di campo magnetico, risultano essere notevolmente abbattuti mediante interrimento degli elettrodotti. Questi vengono posti a circa 1,5-1,85 metri di profondità e sono composti da un conduttore cilindrico, una guaina isolante, una guaina conduttrice (la quale funge da schermante per i disturbi esterni, i quali sono più acuti nel sottosuolo in quanto il terreno è molto più conduttore dell'aria) e un rivestimento produttivo.

I cavi interrati generano, a parità di corrente trasportata, un campo magnetico al livello del suolo più intenso degli elettrodotti aerei (circa il doppio), però l'intensità di campo magnetico si riduce molto più rapidamente con la distanza (i circa 80 m diventano in questo caso circa 24). Tra i vantaggi collegati all'impiego dei cavi interrati sono da considerare i valori di intensità di campo magnetico che decrescono molto più rapidamente con la distanza. Tra gli svantaggi sono da considerare i problemi di perdita di energia legati alla potenza reattiva (produzione, oltre ad una certa lunghezza del cavo, di una corrente capacitiva, dovuta all'interazione tra il cavo ed il terreno stesso, che si contrappone a quella di trasmissione). Altri metodi con i quali ridurre i valori di intensità di campo elettrico e magnetico possono essere quelli di usare "linee compatte", dove i cavi vengono avvicinati tra di loro in quanto questi sono isolati con delle membrane isolanti. Queste portano ad una riduzione del campo magnetico. Confrontando il campo magnetico generato da linee aeree con quello generato da cavi interrati, si rileva che per i cavi interrati l'intensità massima del campo magnetico è più elevata, ma presenta un'attenuazione più pronunciata.

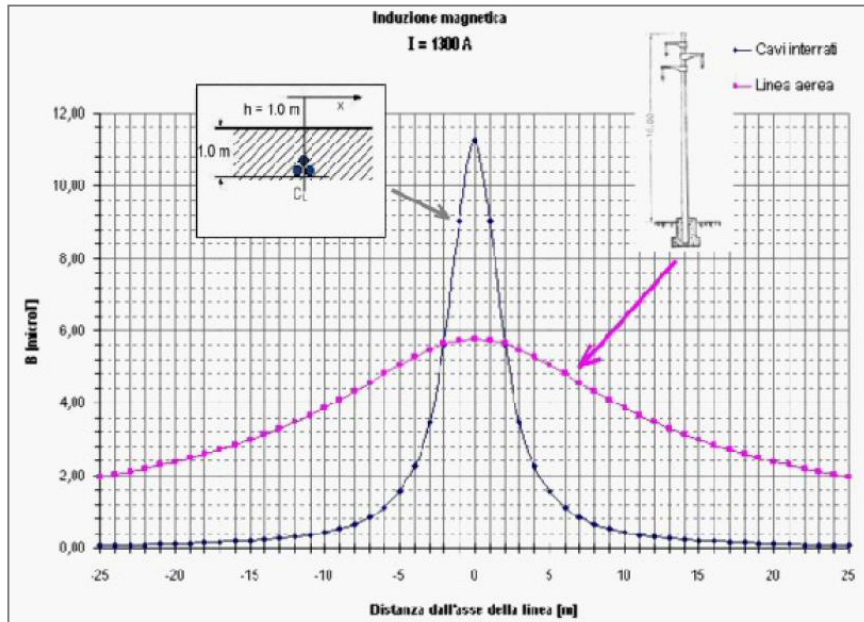


Figura 10: Attenuazione dell'induzione magnetica dovuta all'interramento dei cavi.

#### 7.4 ANALISI DELL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN PROGETTO

L'impatto elettromagnetico relativo all'impianto fotovoltaico in progetto per la produzione di energia elettrica da fonte solare a conversione fotovoltaica, è legato:

- all'utilizzo dei trasformatori BT/MT;
- alla Realizzazione di cavidotto interrato per la connessione elettrica dei campi in cui è suddiviso elettricamente l'impianto, con la cabina elettrica di connessione e consegna alla rete di distribuzione nazionale.

Nell'intervento proposto è prevista la realizzazione di linee elettriche interrate in AT, oltre la realizzazione di cavidotti interrati in BT di collegamento agli inverter e in MT per la distribuzione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla sottostazione del produttore MT/AT.

##### 7.4.1 CAMPI MAGNETICI LINEE AT

Previsione del campo magnetico per la portata in corrente in servizio normale degli elettrodotti (art. 6 del DPCM 8/7/2003, CEI 11/60, DM 29/05/08 e relativo Allegato).

Con riferimento alla soluzione tecnica adottata, sono stati calcolati gli andamenti tipici dell'induzione magnetica per la portata in corrente in servizio normale (come definita dalla CEI 11/60), per i collegamenti in cavo interrato e per le sbarre MT della cabina di smistamento.

Per il calcolo è stato utilizzato il software di elaborazione "ELF", basato sugli algoritmi di calcolo prescritti dalla Norma CEI 211-4.

Nel programma “ ELF”, l'induzione magnetica B è calcolata a partire dalle due componenti in direzione x ed y, secondo le formule riportate nella Norma CEI 211- 4 al punto 4.11 (Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche):

$$B_x = \mu_0 / 2\pi * \sum l_i ((y_i - y) / ((x - x_i)^2 + (y - y_i)^2));$$

$$B_y = \mu_0 / 2\pi * \sum l_i ((x - x_i) / ((x - x_i)^2 + (y - y_i)^2)).$$

dove:

- $\mu_0$  = permeabilità magnetica;
- $l_i$  = valore istantaneo della corrente nella fase i-esima;
- x, y = coordinate del punto nel quale si calcola l'induzione;
- $x_i, y_i$  = coordinate del conduttore i-esimo.

Nel caso dei grafici: in ordinate sarà indicato il valore del campo magnetico e in ascisse la distanza dal punto preso come riferimento, generalmente il centro del cavo. Il campo può essere calcolato a diverse altezze, nei paragrafi seguenti verranno riportati i grafici che lo rappresentano ad 1 m dal suolo (in conformità agli artt. 13.2.3 e 13.2.6 delle norme CEI 211-6/2001).

#### 7.4.2 COLLEGAMENTI IN CAVO INTERRATO

Con riferimento alla soluzione tecnica adottata, sono stati calcolati gli andamenti tipici dell'induzione magnetica per la portata in corrente in servizio normale (come definita dalla CEI 11/60), considerata pari a:

a) Linee in cavo 3 x (1 x 300) mm<sup>2</sup>

Le fasce di rispetto sono automaticamente rispettate con questo tipo di cavi.

b) 7 linee in cavo 3 x (1 x 630) mm<sup>2</sup> (linee di vettoriamento)

Nella Figura 11 è riportato il profilo del campo magnetico calcolato all'altezza di 1 m dal suolo, considerando il valore della portata in corrente in servizio normale complessivamente pari a 703 A, il suo picco è in corrispondenza dell'asse del cavo centrale e risulta pari a 27  $\mu$ T.

La fascia di rispetto è di 7m, completamente interni all'area tecnica circostante la cabina di smistamento e la sottostazione AT/MT.

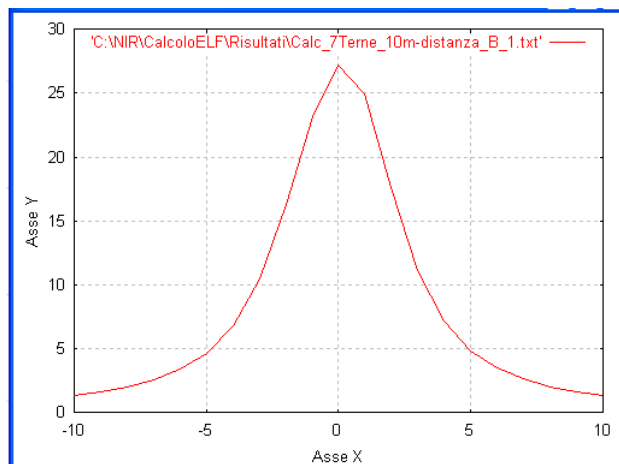


Figura 11: Andamento del campo magnetico di 7 linee in cavo interrato.

### 7.4.3 CAMPI ELETTRICI

Tutti i cavi interrati sono schermati nei riguardi del campo elettrico, che pertanto risulta nullo in ogni punto circostante all'impianto.

*Raccordo a 220kV*

In Figura 12 sono indicati i dati geometrici dell'elettrodotto nel tratto considerato.

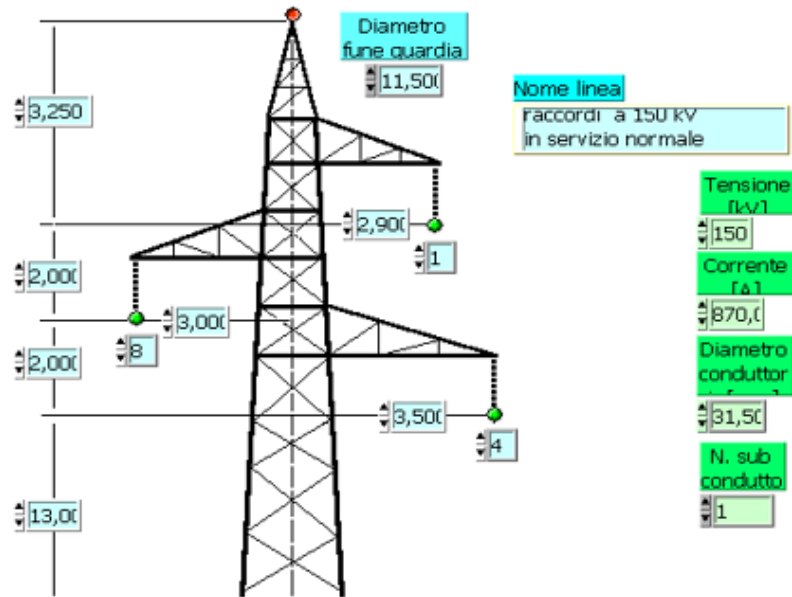


Figura 12: Geometria dell'elettrodotto.

In Figura 13 è riportato il profilo del campo magnetico all'altezza di 1 m dal suolo, considerando il valore della portata in corrente in servizio normale pari a 870 A. Il picco dell'induzione magnetica in asse linea risulta pari a 6,3  $\mu$ T. La fascia di rispetto è di 16m.

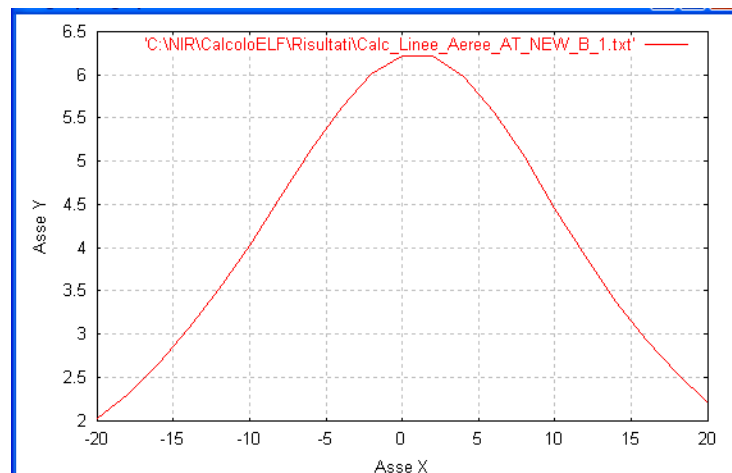


Figura 13: Andamento del campo magnetico dell'elettrodotto a 150kV.

#### 7.4.4 SBARRE A 220 KV DELLA STAZIONE AT/MT E DEL PUNTO DI CONSEGNA

Per quanto riguarda la zona della stazione elettrica diventa importante prevedere l'andamento dei campi magnetici al suolo, in particolare nei punti dove è possibile il transito del personale, per esempio nelle zone adibite alla viabilità interna.

Con riferimento al campo elettrico al suolo, i valori massimi si calcolano in corrispondenza delle sbarre AT con punta di 5,7 kV/m, che si riducono a circa 0,4 kV/m già a 18 m dalla proiezione dell'asse delle sbarre, ipotizzando una corrente di linea pari a 870 A (valore cautelativo corrispondente alla massima portata di corrente in servizio normale del conduttore da 31,5 mm a 220 kV, come definita dalla norma CEI 11-60 (ed. II) e dall'art. 6 del DPCM 8/7/03).

Per quanto concerne il campo magnetico, dai calcoli eseguiti il suo valore a 1 m dal suolo risulta massimo in corrispondenza del punto di consegna, all'asse delle sbarre, con punta di 35  $\mu$ T, che si riduce a meno di 3  $\mu$ T già a 15m dalla proiezione dell'asse (Figura 14).

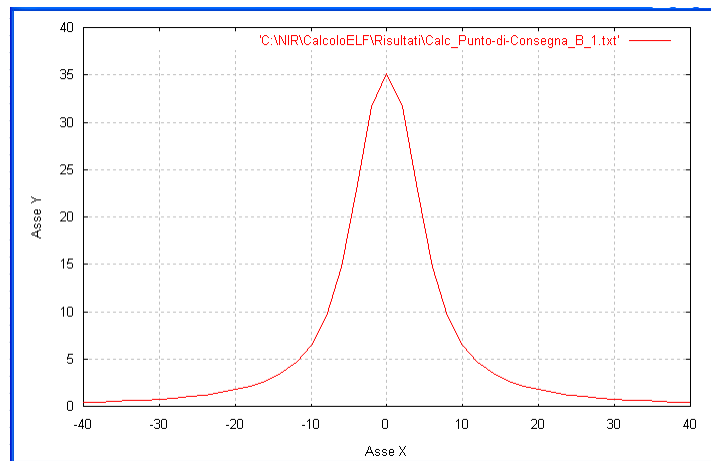


Figura 14: Andamento del campo magnetico in corrispondenza del punto di consegna.

Tali valori, desumibili dai diagrammi allegati e compatibili con le prescrizioni del DPCM 08 luglio 2003, si riducono ulteriormente all'esterno della recinzione di stazione.

E' inoltre opportuno tenere presente che nella stazione non è prevista la presenza di personale se non per interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria, i quali di solito vengono eseguiti in assenza di carico.

## **8. LEGGI, DELIBERAZIONI E NORME PER LA PROGETTAZIONE ELETTRICA DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

Gli impianti saranno realizzati in conformità a tutte le leggi, norme, prescrizioni e raccomandazioni emanate dagli Enti, agenti in campo europeo, nazionale e locale, preposti dalla legge al controllo ed alla sorveglianza della regolarità della loro esecuzione, vigenti in materia alla data di esecuzione dei lavori.

Nel caso specifico, si fa riferimento al Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 e alla Guida CEI 82-25 edizione seconda "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione", le quali in allegato riportano le normative da seguire per la progettazione e le linee guida per la redazione del progetto. Si indicano qui di seguito, a titolo indicativo e non limitativo, i principali riferimenti legislativi e normativi.

### **8.1 LEGGI E DECRETI**

- Legge 1° marzo 1968, n. 186: Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791: Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione – bassa tensione;
- 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.M. 16 gennaio 1996: Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996: Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996;
- 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; 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;
- Legge 13 maggio 1999, n. 133: Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale (in particolare art. 10 comma 7: l'esercizio di impianti da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kWp, anche collegati alla Rete, non è soggetto agli obblighi della denuncia di officina elettrica per il rilascio della licenza di esercizio e che l'energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non è sottoposta all'imposta erariale e alle relative addizionali);



- 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 decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; 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 di energia;
- D.M. 19 febbraio 2007 n.45/07: 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;
- D.M. 22 gennaio 2008 n.37/08: 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.

Nota: Ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 17 del 2007, con l'entrata in vigore di questo regolamento sono abrogati:

- il regolamento di cui al D.P.R. 6 dicembre 1991, n. 447;
- gli articoli da 107 a 121 del testo unico di cui al D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380;
- la legge 5 marzo 1990, n. 46, ad eccezione degli articoli 8, 14 e 16, le cui sanzioni trovano applicazione in misura raddoppiata per le violazioni degli obblighi previsti dallo stesso regolamento;
- D. Lgs 9 aprile 2008 , n. 81: "Testo sulla sicurezza sul lavoro" Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

## 8.2 DELIBERE AEEG

- 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 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 n. 74/08: Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP);
- Delibera ARG/elt n. 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 (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);

- Delibera n. 109/08: Revisione dei prezzi minimi garantiti di cui alla deliberazione dell'AEEG n. 280/07;
- 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;
- Delibera ARG/elt n. 161/08: Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici;
- Delibera ARG/elt 1/09: Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.
- Delibera ARG/elt 186-09: Modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09.

### **8.3 NORME: CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE**

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati (Legge n. 46/90);
- 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.

### **8.4 NORME: SICUREZZA ELETTRICA**

- CEI 11-27: Lavori su impianti elettrici;
- 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: 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;
- CEI EN 60529 (70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP).

### **8.5 NORME: PARTE FOTOVOLTAICA**

- IEC/TS 61836: Solar photovoltaic energy systems - Terms and symbols;
- CEI EN 50380 CEI (82-22): Fogli informativi e dati di targa per pannelli fotovoltaici;

- CEI EN 60891 CEI (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 50461 CEI (82-26): Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino;
- CEI EN 60904-1 CEI (82-1): Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente – tensione;
- CEI EN 60904-2 CEI (82-2): Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento;
- CEI EN 60904-3 CEI (82-3): Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di Riferimento;
- CEI EN 61173 CEI (82-4): Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- CEI EN 61215 CEI (82-8): Pannelli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 CEI (82-12): Pannelli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61277 CEI (82-17): Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- CEI EN 61345 CEI (82-14): Prova all'UV dei pannelli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61701 CEI (82-18): Prova di corrosione da nebbia salina dei pannelli fotovoltaici (FV);
- 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 CEI (82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- CEI EN 61829 CEI (82-16): Schiere di pannelli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- CEI EN 61683 CEI (82-20): Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza;
- CEI EN 62093 CEI (82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - pannelli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- Guida CEI 82-25 seconda edizione “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione”.

## **8.6 NORME: QUADRI ELETTRICI**

- CEI EN 60439-1 CEI (17-13/1): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 60439-3 CEI (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.

### **8.7 NORME: RETE ELETTRICA DEL DISTRIBUTORE E ALLACCIAMENTO DEGLI IMPIANTI**

- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti 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 – Variante;
- CEI 11-20, V2: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i microgeneratori;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48): Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (110-22): Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione ed.1.1 – dicembre 2009;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

### **8.8 NORME: CAVI, CAVIDOTTI E ACCESSORI**

- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- 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 20-19/9: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V - Parte 9: Cavi unipolari senza guaina, per installazione fissa, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi;
- 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 di 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 470/750 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 con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750V – Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità;
- CEI 20-19/16: Cavi isolati in 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 superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- 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;
- CEI 20-40: Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente;
- CEI 20-67: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI EN 50086-1 CEI (23-39): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 CEI (23-46): Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati;
- CEI EN 50262 CEI (20-57): Pressacavo metrici per installazioni elettriche;

- CEI EN 60423 (23-26): Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 CEI (23-80): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche - Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 61386-21 CEI (23-81): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche - Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI EN 61386-22 CEI (23-82): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche - Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori;
- CEI EN 61386-23 CEI (23-83): Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche - Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori.

### **8.9 NORME: CONVERSIONE DELLA POTENZA**

- CEI 22-2: Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- CEI EN 60146-1-1 CEI (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 CEI (22-8): Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori;
- CEI UNI EN 45510-2-4 CEI (22-20): Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza.

### **8.10 NORME: SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI**

- CEI EN 50164-1 CEI (81-5): Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 CEI (37-8): Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;
- CEI EN 62305-1 CEI (81-10/1): Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali;
- CEI EN 62305-2 CEI (81-10/2): Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio;
- CEI EN 62305-3 CEI (81-10/3): Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 62305-4 CEI (81-10/4): Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture.

### **8.11 NORME: DISPOSITIVI DI POTENZA**

- CEI EN 50123 (serie) CEI (9-26 serie): Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane – Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua;
- CEI EN 50178 CEI (22-15): Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza;

- CEI EN 60898-1 CEI (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 60898-2 CEI (23-3/2): Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua;
- CEI EN 60947-1 CEI (17-44): Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali;
- CEI EN 60947-2 CEI (17-5): Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici;
- CEI EN 60947-4-1 CEI (17-50): Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici.

### **8.12 NORME: COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA**

- CEI 110-26: Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 CEI (95-9): Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 CEI (77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: definizioni;
- CEI EN 61000-2-2 CEI (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 61000-2-4 CEI (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 CEI (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 CEI (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  $\leq 16$  A e non soggette ad allacciamento su condizione;
- CEI EN 61000-3-12 CEI (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 CEI (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 CEI (210-54): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali;
- CEI EN 61000-6-3 CEI (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 CEI (210-66): Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali.

### **8.13 NORME: 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.

### **8.14 NORME: SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA**

- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62052-11 CEI (13-42): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura;
- CEI EN 62053-11 CEI (13-41): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari -Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2);
- 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 62053-22 CEI (13-44): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari -Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S);
- 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 50470-2 CEI (13-53): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B);
- 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).