



COMUNE DI BRINDISI



REGIONE PUGLIA



AREA METROPOLITANA  
BRINDISI

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITA' MASSERIA AUTIGNO

ELABORATO:

## RELAZIONE IMPIANTI

### IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Livello Prog.	Codice Rintracciabilità	Tipo Doc.	Sez. Elaborato	N° Foglio	Tot. Fogli	N° Elaborato	DATA	SCALA
PD	201900289	RT	07	1	4	07.02_R.I.	07/2022	-:-

### REVISIONI

REV	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	[...]	[...]	IVC	N/A	N/A

PROGETTAZIONE



**MAYA ENGINEERING SRLS**

C.F./P.IVA 08365980724

**Dott. Ing. Vito Calio**

Amministratore Unico

4, Via San Girolamo

70017 Putignano (BA)

M.: +39 328 4819015

E.: v.calio@maya-eng.com

PEC: vito.calio@ingpec.eu

**MAYA ENGINEERING SRLS**

4, Via San Girolamo

70017 Putignano (BA)

C.F./P.IVA 08365980724

*Vito Calio*

(TIMBRO E FIRMA)

TECNICO SPECIALISTA

**Dott. Ing. Vito Calio**

4, Via San Girolamo

70017 Putignano (BA)

M.: + 39 328 4819015

E.: v.calio@maya-eng.com



(TIMBRO E FIRMA)

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

RICHIEDENTE

**BRINDISI SOLAR ENERGY S.R.L.**

C.F./P.IVA 10812770963

Piazza Generale Armando Diaz, 7

20123 Milano (MI)

E.: brindisolarsenergy@legalmail.it

(TIMBRO E FIRMA PER BENESTARE)

## SOMMARIO

1	SCOPO DEL DOCUMENTO.....	3
2	DESCRIZIONE PROPOSTA PROGETTUALE .....	3
2.1.1	Descrizione architettura elettrica dell'impianto fotovoltaico .....	3
2.1.2	Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico.....	5
2.1.3	Schema elettrico generale.....	6
2.1.4	I moduli fotovoltaici.....	7
2.1.5	Distanza dal suolo.....	7
2.1.6	Distanza tra le file .....	9
2.1.7	Albedo.....	9
2.1.8	Conversione statica CC/AC (inverter fotovoltaici).....	12
2.1.9	Skid di trasformazione MT/bt.....	12
2.1.10	Strutture di tracking mono-assiale (single axis tracker) .....	16
2.1.11	Collegamenti elettrici e cablaggi .....	18
2.1.12	Messa a Terra .....	20
2.1.13	Misuratore dell'energia immessa in rete .....	20
2.1.14	Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete.....	20
2.1.15	Sistema anti-intrusione.....	20
3	ELETTRODOTTO COLLEGAMENTO SKIDS IN MEDIA TENSIONE MT.....	21
3.1.1	Generalità .....	21
3.1.2	Descrizione del tracciato del cavo .....	21
3.1.3	Dimensionamento del cavidotto .....	21
3.1.4	Rete di terra Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione.....	22
4	ELETTRODOTTO DI EVACUAZIONE IN MEDIA TENSIONE MT .....	23
4.1.1	Descrizione del tracciato del cavo .....	23
4.1.2	Dimensionamento del cavidotto .....	23
5	LINEE ELETTRICHE IN MEDIA TENSIONE .....	23
5.1.1	Premessa .....	23
5.1.2	Caratteristiche tecniche del cavo .....	23
5.1.3	Controlli e verifiche .....	25
6	Apparecchiature MT.....	25
6.1.1	Scomparti di protezione .....	25
6.1.2	Sezione ausiliaria .....	26

07.02_R.I.	0	Relazione impianti	07/2022	0	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



6.1.3	Dispositivi di protezione .....	26
6.1.4	Installazione .....	26
7	MISURE DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE .....	26
7.1.1	Protezione contro il cortocircuito.....	27
7.1.2	Sezione dei conduttori di protezione .....	27
7.1.3	Misure di protezione contro i contatti diretti .....	27
7.1.4	Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata .....	27
7.1.5	Misure di protezione totali .....	27
7.1.6	Misure di protezioni parziali .....	28
7.1.7	Misura di protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali .....	28
7.1.8	Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua.....	28
7.1.9	Protezione contro i contatti indiretti.....	29
7.1.10	Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata .....	29
7.1.11	Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua .....	31
7.1.12	Protezione delle condutture elettriche .....	32
7.1.13	Messa a terra dell'impianto fotovoltaico .....	32
7.1.14	Interfaccia con la rete .....	32
7.1.15	Dispositivo del generatore.....	33
7.1.16	Dispositivo di interfaccia .....	33
7.1.17	Dispositivo generale .....	33
7.2	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche.....	34
7.2.1	Fulminazione diretta.....	34
7.2.2	Fulminazione indiretta.....	34
7.2.3	Precauzioni per ridurre la propagazione dell'incendio .....	34
7.2.4	Prevenzione incendi e sgancio di emergenza.....	34
8	Verifiche Tecnico-Funzionali E Documentazione Tecnica .....	35
9	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO .....	36
9.1.1	Dimensionamento DC del generatore fotovoltaico .....	36
9.1.2	Condizione " $V_{m \min} > V_{inv \ MPPT \ min}$ " e " $V_{m \ max} < V_{inv \ MPPT \ max}$ " .....	37
9.1.3	Portata dei cavi solari in regime permanente .....	37
9.1.4	Collegamento in serie tra moduli .....	38
9.1.5	Collegamento tra stringhe ed inverter .....	38
9.1.6	Portata, cadute di tensione e perdite di potenze nei cavi AC .....	38
9.1.7	Scelta della sezione dei cavi .....	39

07.02_R.I.	0	Relazione impianti	07/2022	1	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



9.1.8	Calcolo corrente di linea (I <sub>b</sub> ) .....	39
9.1.9	Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa (I <sub>z</sub> ) .....	39
9.1.10	Caduta di tensione.....	40
9.1.11	Perdita di potenza .....	40

<b>07.02_R.I.</b>	<b>0</b>	<b>Relazione impianti</b>	<b>07/2022</b>	<b>2</b>	<b>41</b>
<i>Documento</i>	<i>REV</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Data</i>	<i>Pag.</i>	<i>Tot.</i>

## 1 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento, a corredo della documentazione progettuale definitiva (e, come tale, da interpretarsi unitamente agli altri elaborati grafici quali planimetrie, schemi e dettagli) ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica generale del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, denominato **“AEPV20”** della potenza in immissione pari a **36.52MW e potenza moduli pari a 38.43 MWp** da realizzarsi sui terreni ubicati nel Comune di **BRINDISI (BR)** identificati in catasto al Foglio n. 62 particelle n. 6, 180, 193, 265, 268, 5, 8, 192, 179, 190, 218, 220, 189, 134.

Tale iniziativa è in accordo con gli impegni nazionali e internazionali volti alla riduzione delle concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera. In particolare, con questo intervento si intende utilizzare l'energia solare, in alternativa alle fonti tradizionali di energia, per la produzione di energia elettrica, attraverso la conversione fotovoltaica.

## 2 DESCRIZIONE PROPOSTA PROGETTUALE

### 2.1.1 Descrizione architettura elettrica dell'impianto fotovoltaico

Nel presente paragrafo si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse.

Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato direttamente alla rete elettrica nazionale (impianto di tipo *“grid-connected”*).

Per il suddetto impianto è previsto un determinato numero di moduli, suddivisi in stringhe, sotto-campi e campi fotovoltaici, di cui sotto vengono riportate le definizioni.

Per **“stringa fotovoltaica”** s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla singola stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un **“sotto-campo fotovoltaico”** è, invece, un insieme di più stringhe connesse in parallelo: la corrente erogata dal sottocampo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni stringa.

Un **“campo fotovoltaico”** è, invece, un insieme di più sottocampi connessi in parallelo: la corrente erogata dal campo sarà la somma delle correnti che fluiscono da ogni sottocampo.

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una “stringa”. Nel complesso, il campo fotovoltaico risulta essere organizzato in modo da ottenere diversi “sotto-campi” e “campi” elettricamente indipendenti tra loro, ognuno gestito dal relativo inverter (sotto-campi) o dal relativo trasformatore MT/bt (campi).

In particolare:

Si hanno tanti **“sotto-campi”** quanti sono il numero d'inverters previsti nell'impianto;

Si hanno tanti **“campi”** sono il numero d'inverters previsti nell'impianto;

Sul lato in corrente continua (DC) di ciascun inverter verrà collegato in parallelo un certo numero di stringhe; le uscite in corrente alternata (AC) di tali inverter, a loro volta, verranno poste in parallelo tra loro all'interno di un quadro principale in corrente alternata (QP) situato all'interno di dedicati locali tecnici di campo (cabine di campo MT/BT) poste, per quanto possibile, in posizione baricentrica rispetto al campo fotovoltaico ad essa asservito; all'interno di tali quadri QP saranno alloggiati interruttori quadripolari magnetotermici differenziali al fine di proteggere le linee relative ai sotto-campi da sovracorrenti, cortocircuiti e/o perdite di isolamento.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	3	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

In riferimento allo schema elettrico multifilare, le stringhe sono denominate con la dicitura “**STR.0a.0b.0c**”, dove si indica:

con “**0a**” l’a-esimo campo;

con “**0b**” il b-esimo sotto-campo (o il b-esimo inverter di quel campo);

con “**0c**” la c-esima stringa di quel sotto-campo (o la c-esima stringa di quell’inverter);

La disposizione dei moduli fotovoltaici deve essere realizzata come dai disegni allegati, in modo da poter gestire l’organizzazione degli stessi contestualmente all’area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell’impianto contenendo la caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d’ingresso dell’inverter ad esso associato, entro il **2%**, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

I terminali positivi e negativi di ogni singola stringa sono collegati ad uno degli ingressi MPPT degli inverter.

Sulla base dello studio effettuato riguardo l’ottimizzazione dell’energia captata dal campo fotovoltaico nel corso dell’anno, si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici come riportato nella tabella al paragrafo seguente.

Il valore dell’escursione angolare così come la reciproca distanza (pitch) dei tracker su cui sono fissati i moduli fotovoltaici è il risultato del compromesso tra l’energia captata dalla superficie attiva del campo durante l’intera durata dell’anno, la superficie occupata dal generatore fotovoltaico e l’ombreggiamento reciproco tra le file.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici deve tenere conto di numerosi fattori tra cui: la sicurezza elettrica;

le caratteristiche d’ingresso dell’inverter;

il costo dei cablaggi;

l’efficienza del sistema.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L’energia prodotta viene convertita dagli inverter in corrente alternata ad una opportuna tensione che dipende da marca e modello dell’inverter stesso.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato nel presente progetto è in grado di seguire il punto di massima potenza di una coppia di stringhe fotovoltaiche sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l’onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l’ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

Le uscite AC degli inverters confluiscono verso un quadro elettrico generale di bassa tensione (QP)<sup>1</sup>, di protezione e manovra dove vengono messi in parallelo; da tale quadro di bassa tensione (QP), per mezzo di un ulteriore collegamento AC, la tensione viene elevata a 30 kV per mezzo di un trasformatore di potenza e immessa in rete verso la cabina collettore posta presso la Stazione di Utenza (SdU) ubicata in prossimità della Sottostazione Terna. Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e di convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi ad essi specificatamente dedicati.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell’acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di modulo. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto della potenza massima installabile prevista in fase di progettazione ed in modo che siano garantire ottime prestazioni di durata e di producibilità.

<sup>1</sup> All’interno dei corrispondenti “skid” di trasformazione MT/bt

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	4	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Il collegamento di parallelo delle stringhe verrà realizzato con cavi preconfezionati, del tipo resistente ai raggi UV e riportato, attraverso cavi dello stesso tipo, presso gli inverter distribuiti nei vari campi fotovoltaici costituenti l'impianto.

La struttura portante dei moduli sarà costituita da supporti di tipo mobile (tracker a singolo asse), in grado di seguire il percorso del sole nell'arco della giornata. La struttura dei tracker è in acciaio zincato con traversi in alluminio anodizzato.

Su ognuna di tale struttura saranno fissate, a seconda del "modulo base dell'inseguitore" una o due stringhe, costituite da moduli collegati in serie (in un numero tale che la potenza della stringa non ecceda la massima consentita per ogni ingresso dell'inverter così come la tensione di lavoro e la tensione a vuoto, entrambi fortemente dipendenti dalla temperatura del luogo di installazione).

La potenza di ogni singola stringa sarà data dalla somma dei singoli moduli in serie che la costituisce.

I collegamenti in corrente continua delle stringhe avverranno prevalentemente con cavi posati e fascettati (ed opportunamente protetti dagli agenti atmosferici) direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli; laddove vi dovessero essere degli attraversamenti per giungere agli inverter di competenza, i percorsi dovranno seguire il più possibile la viabilità interna ed essere direttamente interrati, secondo la vigente normativa.

I collegamenti in corrente alternata (ed in bassa tensione) tra i quadri di parallelo e gli inverter (che, insieme ai quadri di campo QP, saranno posti all'interno delle cabine di campo) dovranno essere direttamente interrati ed i percorsi seguiranno il più possibile la viabilità interna, secondo la vigente normativa.

I collegamenti in corrente alternata (ed in media tensione) tra i trasformatori bt/MT ubicati nelle varie cabine di campo appartenenti alle dorsali dovranno essere interrati e posti in idonea tubazione in PVC segnalata con nastro monitor e protetta da tegoli di cemento; anche per tali tipi di cavi i percorsi dovranno seguire il più possibile la viabilità interna, e, nei tratti dall'impianto fotovoltaico al "Centro Collettore" (posto nella Stazione di Utente (SdU)) seguiranno la viabilità pubblica. Nelle tavole di layout allegate al presente progetto, è possibile evincere la disposizione dei diversi componenti dell'impianto all'interno dell'area di interesse.

### 2.1.2 Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico

La disposizione dei moduli è progettata (in relazione alla superficie disponibile, alla sua forma, alla presenza di oggetti responsabili di ombre, di linee aeree o altri ostacoli, di sottoservizi, di vincoli, e fasce di rispetto, etc) con un sistema di tracker mono-assiale costituito da una struttura a singolo asse in grado di seguire il percorso del sole nell'arco del giorno. Il numero massimo di moduli da collegare in serie al fine di formare una determinata stringa deriva:

- dalla massima tensione del sistema elettrico (1.500 V in corrente continua);
- dalla finestra di lavoro dell'inverter scelto per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata;

Per una maggiore comprensione della suddivisione dei campi e dei sotto-campi secondo cui l'impianto fotovoltaico è suddiviso si rimanda alle tavole di layout allegate alla presente relazione.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata, a gruppi di conversione (inverters), che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata trifase.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	5	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Questa viene successivamente trasformata a 30 kV per mezzo di trasformatori di potenza (alloggiati nelle cabine di trasformazione) e attraverso l'ausilio di un cavidotto (di evacuazione) esterno viene trasportata in stazione elettrica dove subisce un'ulteriore trasformazione a 150 kV prima di essere immessa in rete.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato per lotti per ciascuno dei quali sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- **Opere civili:** sistemazione dell'area di installazione previa estirpazione della vegetazione esistente e successivo livellamento e compattamento del terreno; posa in opera dei pali a vite; realizzazione delle piazzole temporanee per lo stoccaggio ed il montaggio delle strutture metalliche; ampliamento ed adeguamento della viabilità esistente nonché realizzazione della viabilità di servizio all'impianto; realizzazione del punto di consegna dell'energia elettrica, costituito da una stazione di trasformazione 30/150 kV; preparazione del sito di installazione e posa delle cabine di trasformazione prefabbricate con le relative fondazioni. Inoltre, sono da prevedersi la realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici
- **Opere impiantistiche:** installazione dei pannelli fotovoltaici; esecuzione dei collegamenti elettrici; installazioni, prove e collaudi delle apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche (quadri, interruttori, trasformatori, inverter ecc.,) sia nelle cabine di trasformazione sia nella sottostazione; realizzazione degli impianti di terra dei pannelli fotovoltaici, delle cabine di trasformazione e della sottostazione e realizzazione degli impianti relativi ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

Per un maggior approfondimento di tali lavori, si rimanda alla "**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**".

Dal punto di vista del layout di impianto, sulla base di un attento studio effettuato al fine di ottimizzare l'energia prodotta complessivamente nel corso dell'anno, si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici su strutture ad inseguimento mono-assiali, descritte come segue:

- orientamento asse del tracker: nord-sud;
- escursione dell'inclinazione rispetto al piano orizzontale:  $\pm 60^\circ$ ;
- distanza (pitch) tra file parallele di moduli (punti omologhi): **5.2 mt.**

L'escursione dell'angolo di inclinazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale permette di ottimizzare l'energia captata dalla superficie attiva del campo durante l'intera durata dell'anno.

Per quanto riguarda la distanza tra file parallele (pitch), il valore sopra ottenuto è tale da garantire un angolo limite di ombreggiamento (della fila successiva su quella precedente) che riduca al minimo possibile l'energia persa durante l'anno per ombreggiamento reciproco tra file di moduli.

### 2.1.3 Schema elettrico generale

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe; la corrente di ogni stringa  $I_{mp}$  sarà pari alla corrente  $I_{mp}$  del modulo fotovoltaico individuato.

La tensione  $V_{mp}$  avrà un valore pari alla somma delle tensioni  $V_{mp}$  di ciascun modulo fotovoltaico.

Gli inverter, a cui le stringhe si attestano, possono essere facilmente fissati alle strutture di ancoraggio dei moduli oppure su telai di supporto appositamente realizzati.

La sottostante descrive le caratteristiche elettriche di una stringa alle condizioni STC (1.000 W/mq,  $T = 25^\circ\text{C}$ , AM=1,5); tutte le stringhe dell'impianto fotovoltaico in oggetto sono identiche tra loro.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	6	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.





Moduli collegati in serie	26
Tensione nel punto di massima Potenza (V)	1437,8
Corrente nel punto di massima Potenza (A)	13,50
Corrente di corto circuito $I_{sc}$ (A)	14.25
Potenza nominale (kWp)	16,25

#### Caratteristiche nominali della stringa (condizioni STC)

#### 2.1.4 I moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per il progetto sono del Costruttore **JOLY WOOD del tipo JW-HD156N N-Type Bifacial High Efficiency 625 W** o equivalenti e offrono ottime caratteristiche elettriche, con garanzia di prodotto pari a 12 anni e con andamento lineare della potenza garantita per 25 anni (potenza finale garantita di circa 80%).

L'innovativo design del modulo bifacciale con celle half-cut permette di ottenere una maggiore produzione di energia con performance meno dipendenti dalla temperatura di esercizio, minore riduzione di potenza per effetti di ombreggiamenti parziali, minore rischio di hot-spot e resistenza meccanica migliorata.

Inoltre, con una migliore economia di sistema e una maggiore resa energetica, i moduli bifacciali (“a due facce”) sono in grado di raccogliere energia solare da entrambi i lati della cella fotovoltaica, sfruttando la luce riflessa dalla superficie del suolo sulla parte posteriore del pannello ed aumentando la produzione specifica rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

L'incremento di produzione viene riportato essere nell'intervallo 5÷30%, e dipende principalmente da tre fattori:

- distanza del pannello dal suolo;
- distanza tra le file (“pitch”);
- albedo del suolo o della superficie sottostante.

#### 2.1.5 Distanza dal suolo

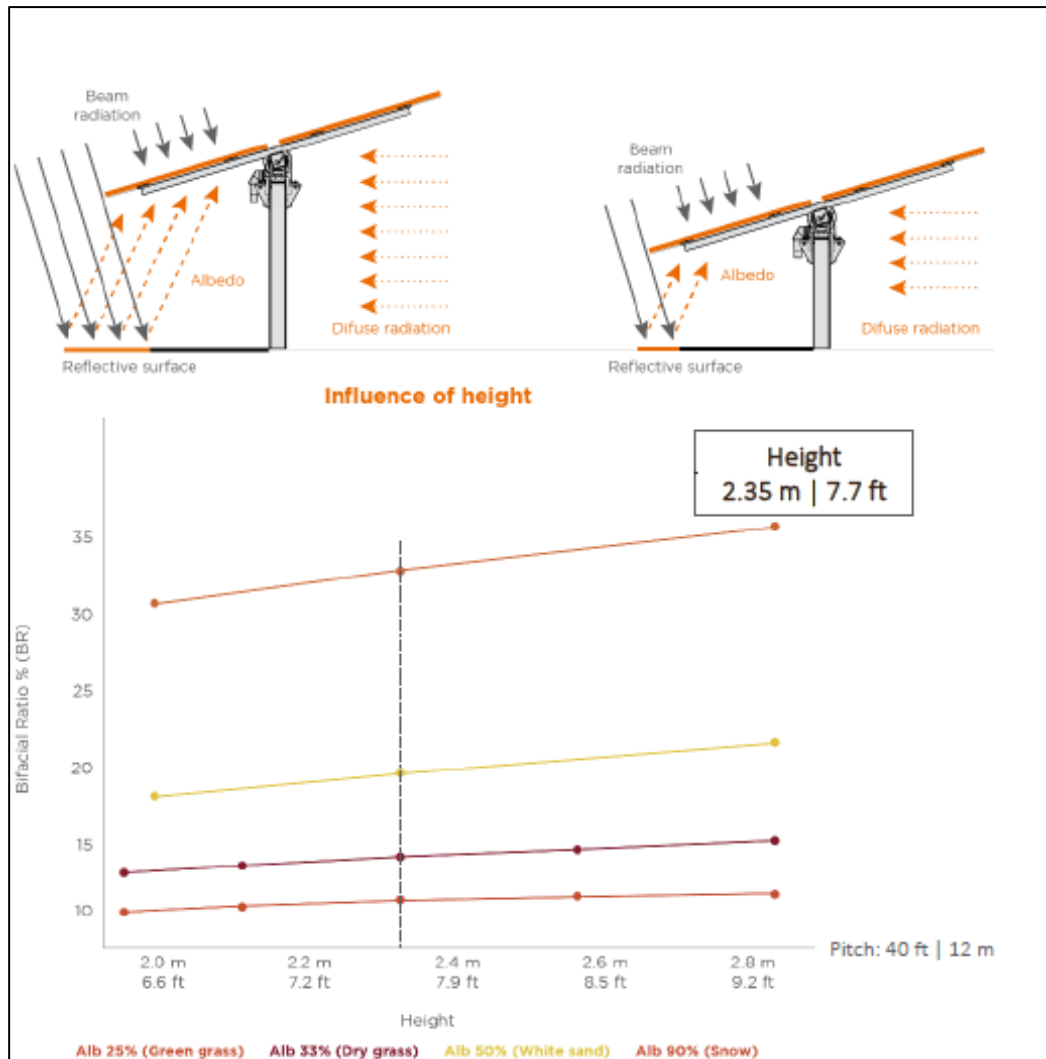
La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 50 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza, come indicato dalla figura sottostante.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	7	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



Guadagno di produttività in funzione della distanza dal suolo

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	8	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

### 2.1.6 Distanza tra le file

Un aumento della distanza (“*pitch*”) tra le file di pannelli favorisce una maggiore captazione dell’energia riflessa, come si evince dalla **Errore. L’origine riferimento non è stata trovata.**sottostante.

#### Guadagno di produttività in funzione della distanza tra le file (*pitch*)

### 2.1.7 Albedo

L’albedo è il coefficiente di riflessione di una superficie ed è il fattore principale che influenza il rendimento del pannello bifacciale. Nella tabella a seguire è riportato l’albedo di alcune delle superfici più comuni.

Surface	Albedo	Expected yield gain
Acqua	5-8%	4-6%
Erba verde	15-25%	7-9%
Cemento/ ghiaia chiara	25-35%	8-10%
Sabbia asciutta	35-45%	10-15%
Ghiaccio – neve vecchia	40-70%	15-22%
Rivestimenti riflettenti sul tetto	50-80%	23-25%
Neve fresca	80-95%	25-30%

Coefficiente di albedo per alcune superfici

I moduli fotovoltaici previsti nel presente progetto sono certificati 1.500V IEC, ideali per installazioni su ampia scala con riduzione dei costi di BOS, dal momento che rispetto a moduli del passato, presentando un livello di tensione di isolamento maggiore, è possibile collegare un numero maggiore di moduli per stringa.

Le **caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico** sono riportate nella scheda tecnica sottostante

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	9	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



## NTOPCon Technology

### JW-HD156N

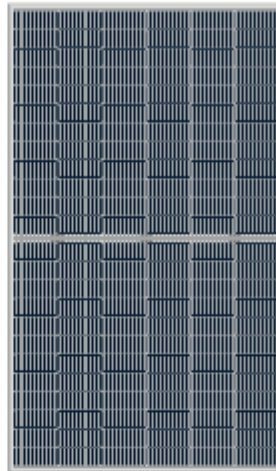
N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

600-625W

Cell Type



11BB



625W

Maximum Power Output

22.36%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Tolerance



#### Additional Power Generation Gain

At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module



#### Better Weak Illumination Response

Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



#### ZERO LID (Light Induced Degradation)

N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



#### Better Temperature Coefficient

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



#### Lower LCOE

High bifaciality, high power output, saving BOS cost



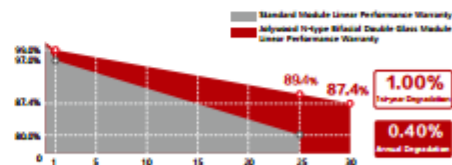
#### Wider Applicability

BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

### Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- 100% EL tests

### Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship, 30 Years Linear Performance Warranty

### Additional Insurance Backed by Munich Re



Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd., a subsidiary under Jolywood Group (stock code: SZ300393), is the world leading N-type bifacial solar cells and modules manufacturer. The technology of NTOPCon, NIBC, TBC, etc, and the annual N-type bifacial production capacity reaches 2.1GW cells and 3GW modules. With vision of "Cultivator of Green Energy", Jolywood adheres to the road of advanced and high efficiency solar technology industrialization.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	10	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



# JW-HD156N Series | N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	600	605	610	615	620	625
MPP Voltage (Vmpp) (V)	45.5	45.7	45.9	46.1	46.2	46.3
MPP Current (Impp) (A)	13.19	13.24	13.29	13.35	13.42	13.50
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	54.5	54.7	54.9	55.1	55.2	55.3
Short Circuit Current (Isc) (A)	13.92	13.98	14.04	14.10	14.17	14.25
Module Efficiency (%)	21.46	21.64	21.82	22.00	22.18	22.36

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM1.5  
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	454	458	461	465	469	473
MPP Voltage (Vmpp) (V)	42.7	42.9	43.1	43.2	43.3	43.4
MPP Current (Impp) (A)	10.63	10.67	10.72	10.76	10.82	10.88
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	52.1	52.3	52.5	52.7	52.8	52.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	11.22	11.27	11.32	11.37	11.42	11.49

\*NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	25
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	75%

Temperature Coefficient	
Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

\*Temperature Coefficient of Pmax±0.02%/°C

Mechanical Properties	
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	156pcs(12*13)
Dimension	2465mm*1134mm*30mm
Weight	36.9kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm <sup>2</sup> , 300mm
Connector	MC4 Compatible

\*Heat strengthened glass  
\*Cable length can be customized

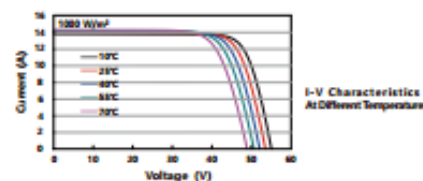
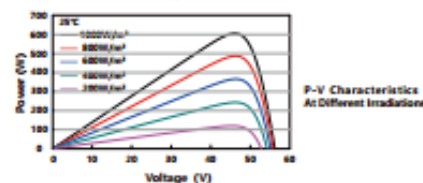
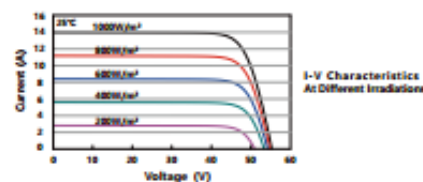
With Different Power Generation Gain (regarding 610W as an example)						
Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmpp) (V)	MPP Current (Impp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)	
10	656	45.9	14.27	54.9	15.08	
15	679	46.0	14.77	55.0	15.60	
20	702	46.0	15.26	55.0	16.12	
25	724	46.0	15.75	55.0	16.64	
30	747	46.0	16.24	55.0	17.16	

## Engineering Drawing (unit: mm)



\*The standard factory product has no mounting hole, so it is installed by pressing block; if screw installation is required, please refer to the installation manual to determine the hole position

## Characteristic Curves | HD156N-610



## Packaging Configuration

Packing Type	20'GP	40'GP	40'HQ
Piece/Pallet		35	
Pallet/Container	4	9	18
Piece/Container	140	315	630

\*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.  
Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone,  
Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500  
TEL: +86 523 80612799 Email: mkt@jolywood.cn

www.jolywood.cn



DOC#: TZ-MP-205 REV: A Version 2021.02 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved

### Data-sheet di modulo fotovoltaico di progetto "JOLY WOOD"

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	11	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

### 2.1.8 Conversione statica CC/AC (inverter fotovoltaici)

I convertitori statici, o inverter, sono dei dispositivi elettronici in grado di convertire le grandezze elettriche come tensione e corrente in valore e/o forma. Tali inverter, con elevato fattore di rendimento, sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I–V (funzione MPPT Maximum Power Point Tracking) e di costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), avente ampiezza e frequenza costanti nel tempo, in modo da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme. Gli inverter, che saranno installati in posizione quanto più baricentrica rispetto al sotto-campo a cui sono asserviti, hanno grado di protezione IP66.

Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di gruppi di conversione e trasformazione in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore fotovoltaico. I prodotti che verranno utilizzati in fase realizzativa sono del Produttore JEMA.

L'hardware di potenza dei convertitori statici è costituito dai seguenti componenti:

- Sezionatori DC che permettono di disconnettere i quadri di campo (per manutenzione);
- Scaricatori SPD per proteggere gli inverter da eventuali sovratensioni provenienti dal campo fotovoltaico;
- filtro lato corrente continua per il contenimento di un eventuale ripple sulla tensione e sulla corrente provenienti dal campo fotovoltaico;
- ponte a semiconduttori (IGBT) che esegue la conversione da corrente continua a corrente alternata;
- unità di controllo che gestisce le protezioni e l'inseguimento del punto di massima potenza;
- filtro lato corrente alternata in modo da limitare le armoniche di corrente e contenere i disturbi indotti sulla rete, in conformità alle norme CEI 110-30 e 110-28;
- L'inverter è predisposto per un sistema di monitoraggio locale relativo al funzionamento dell'inverter stesso e per evidenziare mancate produzioni a livello delle stringhe.
- Tale monitoraggio è effettuato tramite un'interfaccia RS-485 che saranno visibili al soggetto produttore tramite un accesso internet riservato e dedicato.

### 2.1.9 Skid di trasformazione MT/bt

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante convertitori statici trifase (inverter) di primario produttore internazionale (JEMA-IFX6), completi di tutti i quadri di alimentazione e distribuzione, DC e AC, e dei sistemi di controllo e gestione.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	12	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



DATASHEET **IFX 6** rev12

**2590**

**2670**

**2750**

**2830**

### INPUT DATA

Minimum MPPT voltage (PF=1) <sup>(1) (2)</sup>	906 V	935 V	965 V	995 V
Maximum MPPT voltage	1250 V			
Maximum open voltage	1500 V			
Maximum current <sup>(3) (4)</sup>	3300 A			
Number of inputs	18 inputs / 1 MPPT			
Isolation Detection System	YES (isolation measure, GFDI optionally)			

### OUTPUT DATA

Nominal output power (S/P <sup>50°C</sup> )	2591 kVA/kW	2670 kVA/kW	2750 kVA/kW	2830 kVA/kW
Maximum output power (S/P <sup>32°C</sup> ) <sup>(2)</sup>	2895 kVA/kW	2980 kVA/kW	3075 kVA/kW	3165 kVA/kW
Nominal voltage (3F +10%, -15%)	630 V	650 V	670 V	690 V
Maximum current <sup>(5) (6)</sup>	2375 A			
Maximum current <sup>(5) (6)</sup>	2650 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power Factor	Adjustable ( 1 at nominal power)			
Output THD	< 3% at nominal power			
Galvanic Isolation	NO (Option BT/MT-BT/BT)			
Maximum Efficiency	98,7 %	98,7 %	98,8 %	98,8 %
European Efficiency	98,4 %	98,4 %	98,5 %	98,5 %
Control Structure	Control Logic and DSP. SVM Technology			
Communication	Communication Port RS -485, Ethernet...			

### PROTECTIONS

Overvoltage	Input and Output
Overcurrent	Input and Output
Inverse polarization	Yes
Overtemperature	Yes
Frequency max. / min.	Yes
Voltage max./min.	Yes
Anti-Islanding	Automatic Disconnection

### GENERAL DATA

Working Temperature	- 20°C ... + 50°C <sup>(7) (8)</sup>
Relative Humidity	0%-100%
Dimensions (h x w x d)	2.300 x 2.870 x 1780 mm
Weight	4.500 Kg
Altitude	1000 m <sup>(9)</sup>
Enclosure (IP)	IP54

<sup>(1)</sup> For other power factor values consult with JEMA for V<sub>dq(C)</sub> <sup>(2)</sup> V grid nominal; <sup>(3)</sup> derating 50-60°C; <sup>(4)</sup> Temp. max. decrease 1,5°C each 100m above 1000m (example : At 2200m sea : 50°C-(1,5)(2200-1000)/100) = 32°C

Figura 1:

Inverter-Scheda tecnica

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	13	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



La trasformazione BT/MT avverrà mediante trasformatori (vedi scheda di riferimento) già dotati di dispositivi di protezione MT per il collegamento alla cabina di impianto, e alloggiati in cabine precablate.

La Sunway Skid viene fornita completa di cablaggio all' interno.

<b>07.02_R.I.</b>	<b>1</b>	<b>Relazione Impianti</b>	<b>05/2021</b>	<b>14</b>	<b>41</b>
<i>Documento</i>	<i>REV</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Data</i>	<i>Pag.</i>	<i>Tot.</i>





Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO

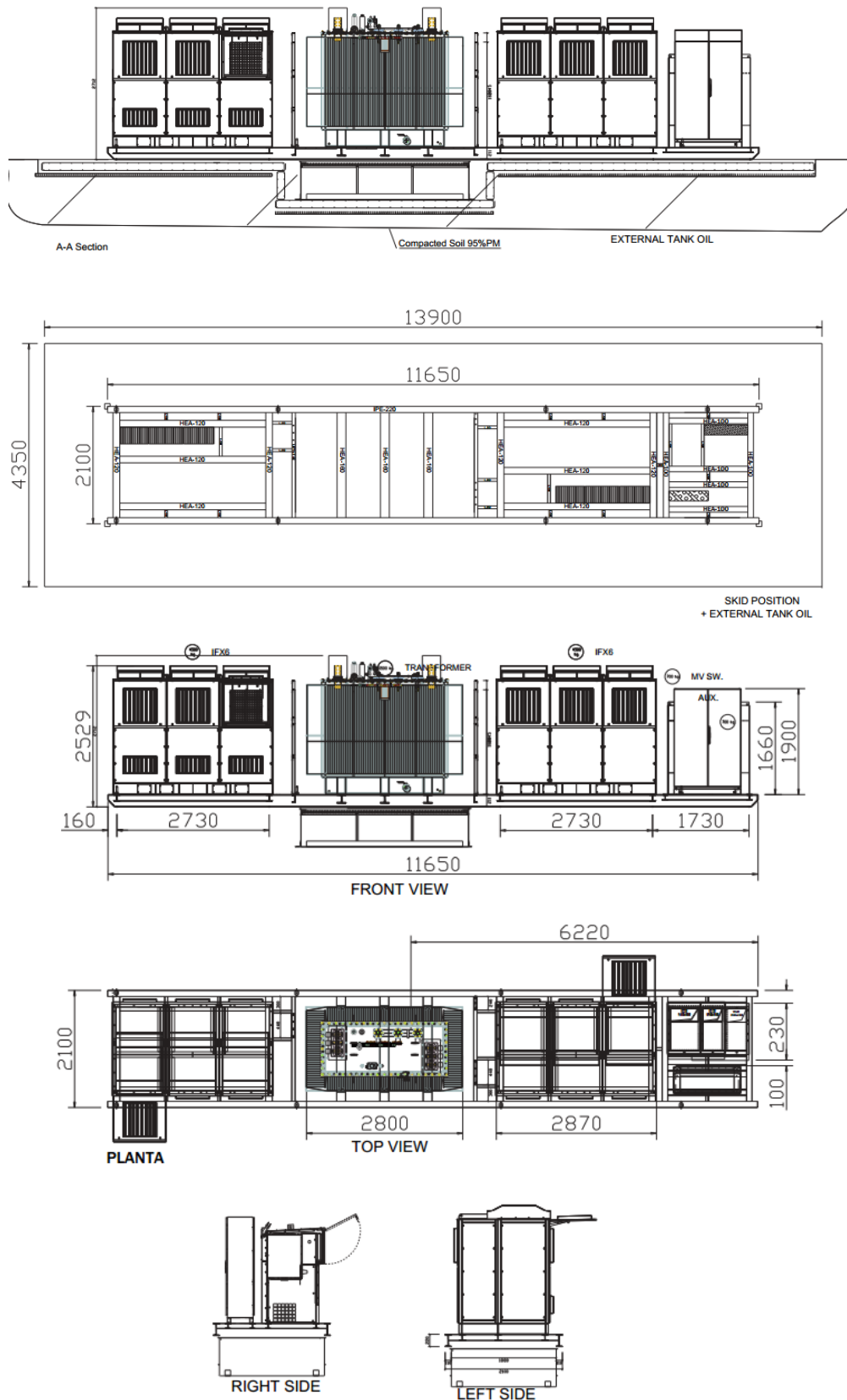


Figura 2:Pianta e Prospetti appaati di trasformazione.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	15	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

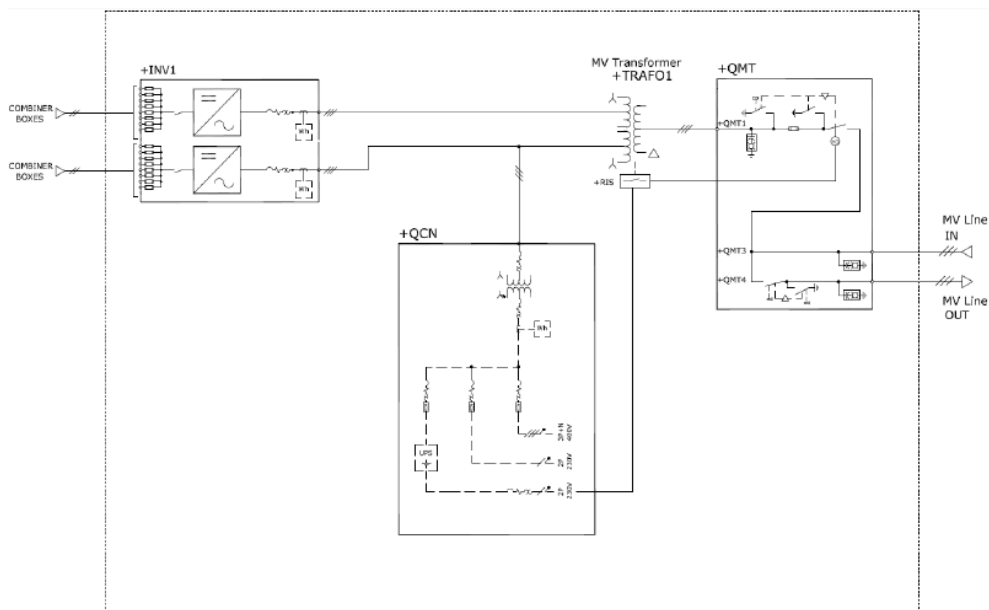


Figura 3: schema elettrico

La progettazione di questi vani tecnici all’aperto, miglioria apportata con la seguente modifica, permette di eliminare i cabinetti tecnici in calcestruzzo di impatto visivo sul paesaggio, tutte le apparecchiature elettriche necessarie sono alloggiare in involucri metallici schermati da una recinzione perimetrale mitigata con una siepe autoctona.

Di seguito è riportata la visualizzazione dall’alto di questi apparati tecnici e tecnologici:



Figura 4: Apparati tecnici inverter e trasformatori di campo

2.1.10 Strutture di tracking mono-assiale (single axis tracker)

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	16	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

La struttura di tipo “Tracker” di supporto per moduli fotovoltaici utilizzata in questo campo è costituito da una struttura in elevazione in acciaio di supporto per i MODULI FOTOVOLTAICI TILT +/-60A ANCORAGGIO CON PALI (PROFILI) INFISSI nel terreno per circa 2 - 2,5 mt, collegati superiormente da un Tubo Quadro 120\*120\*3 sul quale poggiano attraverso elementi in OMEGA 65x30x25 i moduli fotovoltaici. L’angolo d’inclinazione è variabile. Per maggiore chiarezza si rimanda alle tavole grafiche allegate. La struttura di sostegno del tipo mobile ad inseguitore solare monoassiale, o tracker, utilizza dispositivi elettromeccanici, che gli consentono di seguire il sole durante tutto il giorno da Est a Ovest sull’asse di rotazione orizzontale Nord-Sud (inclinazione 0°). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili. La semplice geometria permette di mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro in modo da posizionare opportunamente i tracker l'uno rispetto all'altro.. Le strutture Tracker dei moduli sono interdistanti tra loro 5.2 m (interasse tra le file) questo permette agli operatori agricoli di poter operare e sviluppare le colture dell’agrovoltaico previste nel piano colturale (vedi relazione pedoagronomica).

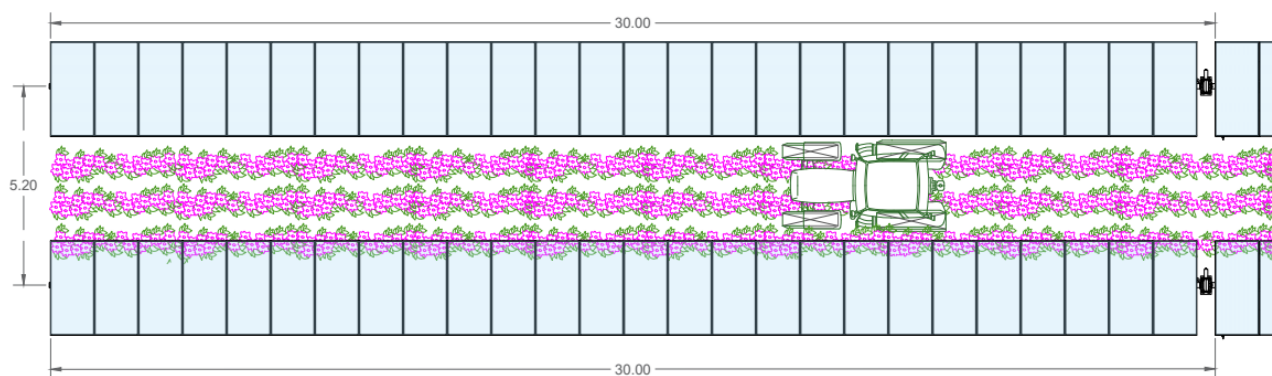


Figura 5: Schema delle strutture vista trasversale e vista in pianta

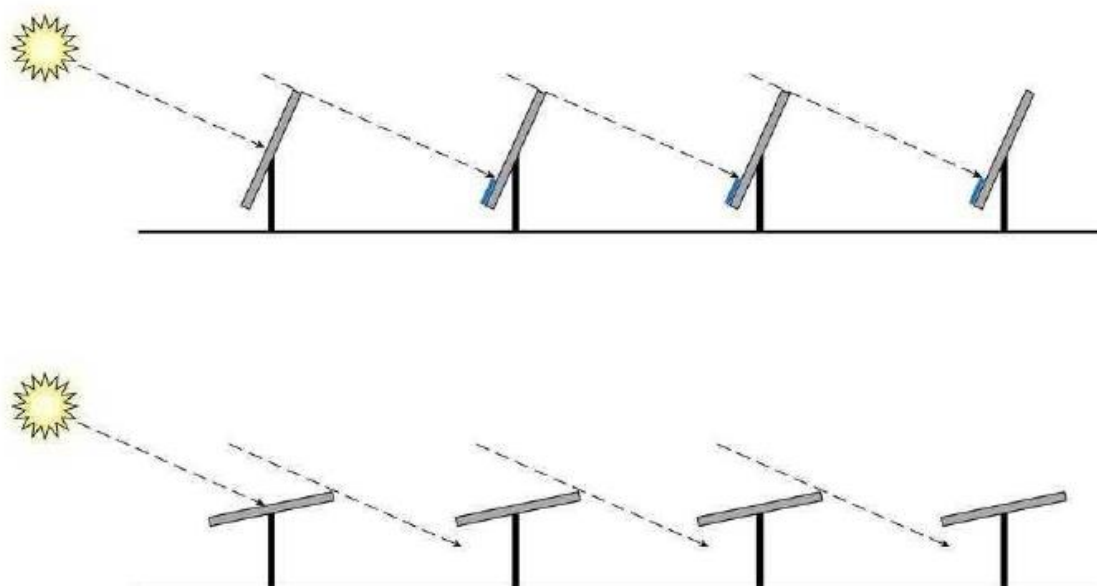
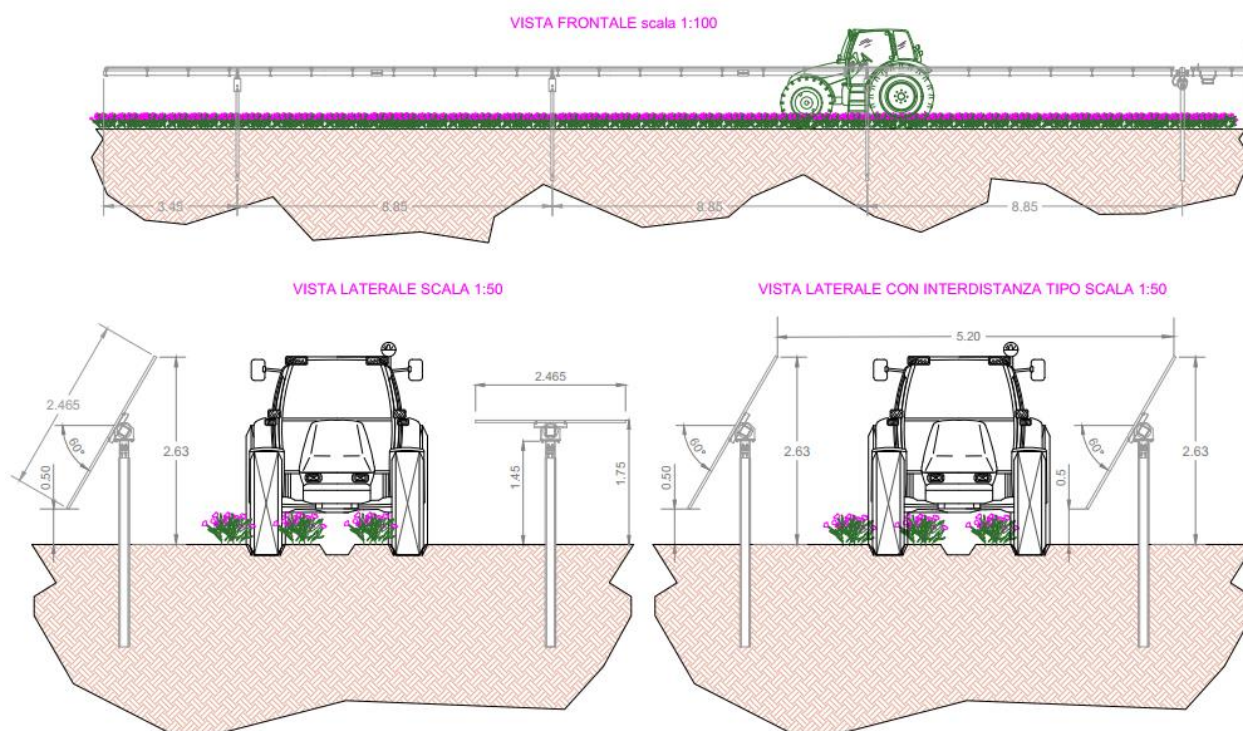


Figura 6: Schema della struttura – vista longitudinale

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	17	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



**Figura 7 :Schema della struttura sezione longitudinale e distanza tra le strutture per agrovoltaico**

Le strutture avranno una dimensione in pianta di m 30,00 di lunghezza e m 2,465 di larghezza ed un'altezza minima da terra di circa 50 cm e altezza massima di 2,63 m, comunque non più alta dell'altezza delle cabine, .

### 2.1.11 Collegamenti elettrici e cablaggi

All'interno dell'impianto fotovoltaico sono previste le seguenti connessioni:

1. connessioni in corrente continua:
  - a. connessione fra i moduli fotovoltaici per la realizzazione delle stringhe;
  - b. connessioni fra le stringhe e gli inverter.

I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno degli stessi, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato. Tali cavi sono del tipo Radox con sezione di 6 mm<sup>2</sup> in modo da diminuire al minimo le perdite.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	18	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



## 2. connessioni in corrente alternata (bassa tensione)

a. connessioni fra gli inverter ed i quadri di parallelo (QP) all'interno delle cabine di conversione; I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP) saranno in alluminio (dimensionati in modo da supportare le correnti previste (dipendenti dal tipo di modulo) nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI20-13, CEI20-22 II e CEI20-37 I. Marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 24 kV); tali cavi saranno direttamente interrati e del tipo **ARG7OR Quadripolari** – 0,6/1 kV. Tale tipologia di cavo risulta adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale (per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili).



## 3. connessioni in corrente alternata (media tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **AR4H1RX 18/30 kV**, sono quelli relativi:

- a. ai 2 circuiti che collegano le 5 cabine di trasformazione MT/BT (skids) previste presso l'impianto fotovoltaico fino alla "cabina di raccolta" (per un maggiore di tale circuito, vedasi il Paragrafo 3);
- b. al circuito in MT a 30 kV che collega la "cabina di raccolta" e la "cabina di ricezione";

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

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- Conduttore di fase punti luce: grigio.
- Conduttore di fase prese luce: marrone.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	19	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

- Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-“.

#### 2.1.12 Messa a Terra

Il collegamento al nodo equipotenziale di terra dei moduli e della struttura di sostegno avverrà secondo la normativa vigente, mediante conduttore di sezione e marchiatura già specificata ai paragrafi precedenti. In particolare, la linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra solamente tramite gli scaricatori di sovratensione per scariche d'origine atmosferica con indicazione ottica di fuori servizio e tasto 'test'.

Per quanto concerne i telai dei moduli e la struttura di sostegno, se la resistenza di terra fra la massa estranea (telai moduli) e la terra ( $\rho$ ) è maggiore di 1.000 Ohm il collegamento a terra è vietato, altrimenti ( $\rho < 1000$  Ohm) il collegamento a terra è obbligatorio (CEI 64-8) ed essi dovranno essere collegati elettricamente dal conduttore unipolare di sezione a norma di legge al nodo equipotenziale esistente.

#### 2.1.13 Misuratore dell'energia immessa in rete

Il conteggio dell'energia immessa in rete sarà effettuato per mezzo di un misuratore posto immediatamente a valle del trasformatore elevatore AT/MT posto nella Stazione di Utenza (SdU) ubicata in prossimità del punto di consegna. L'impianto inoltre, tramite un'interfaccia seriale in dotazione agli inverter, sarà predisposto per poter accogliere, se richiesto, un sistema di monitoraggio dei dati della tensione e della corrente prodotta con relativo modulo di trasmissione telematica.

#### 2.1.14 Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete dell'auto-produttore che della rete di distribuzione pubblica sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. L'impianto sarà pertanto equipaggiato con un sistema di protezione articolato su tre distinti livelli, ovvero:

1. Dispositivo del generatore
2. Dispositivo di interfaccia
3. Dispositivo generale

#### 2.1.15 Sistema anti-intrusione

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 35-40 m;
- cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggirato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	20	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

- centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

### 3 ELETTRODOTTO COLLEGAMENTO SKIDS IN MEDIA TENSIONE MT

#### 3.1.1 Generalità

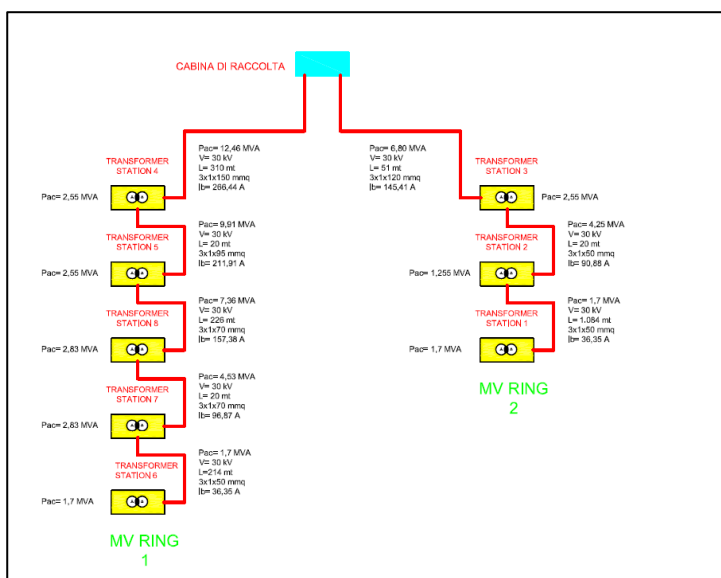
L'energia prodotta dalle singole cabine di trasformazione MT/BT ("skids") dell'impianto fotovoltaico è trasportata attraverso 2 linee (o anelli) alla "Cabina di Raccolta" (ubicata all'interno dell'impianto fotovoltaico).

Il collegamento della linea nelle celle MT di arrivo e partenza (installate all'interno di ciascuna delle cabine di trasformazione MT/bt) alle sue estremità sarà realizzato mediante apposita terminazione tripolare per interno di tipo retraibile, con idonei capicorda a compressione bimetallici per cavi in alluminio dello spessore previsto.

Ciascun tratto di cavo di tale elettrodotto sarà costituito da una terna di cavi tripolari avente tensione di esercizio di 30 kV (Classe 2° ai sensi della CEI 11-4) posate in apposite trincee all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico. Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla documentazione presente negli elaborati riguardanti il cavidotto di collegamento tra le varie cabine di trasformazione.

#### 3.1.2 Descrizione del tracciato del cavo

Nella figura sotto è riportato uno schema a blocchi degli anelli dell'impianto fotovoltaico in oggetto, dal quale si evince la potenza nominale AC di ciascuna cabina di trasformazione MT/BT, nonché la potenza nominale delle varie linee MT, la tensione di alimentazione, la sezione del cavo MT previsto e la corrente nominale di esercizio.



Schema a blocchi anello MT di collegamento cabine di trasformazione MT/BT

#### 3.1.3 Dimensionamento del cavidotto

Le linee costituenti gli anelli in MT saranno realizzate interamente all'impianto fotovoltaico e saranno interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	21	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Per ciascuna linea costituente l'anello in MT si prevede l'utilizzo di cavi unipolari ad elica avvolta, posati a trifoglio con conduttore in alluminio, per i quali il calcolo delle sezioni, e delle relative perdite di potenza si rimanda ai paragrafi successivi.

### 3.1.4 Rete di terra Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione

Per quanto riguarda la rete di terra della Cabina di Smistamento e delle Cabine di Trasformazione, si ritengono valide tutte le considerazioni precedentemente esposte con riferimento alla SSE ed al parco fotovoltaico.

In particolare:

La realizzazione dell'impianto di terra dei fabbricati CdS e Cabine di Trasformazione consisterà nelle seguenti attività:

- Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
- Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i
- collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
  - 50 mmq per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
  - 70 mmq per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
  - o anello perimetrale di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mmq a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a: LP = 45 m
  - n. 4 dispersori puntuali a picchetto in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestingente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC.

Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	22	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



## 4 ELETTRDOTTO DI EVACUAZIONE IN MEDIA TENSIONE MT

### 4.1.1 Descrizione del tracciato del cavo

Il tracciato dell'elettrodotto di evacuazione è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati (ove presenti), tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;

Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, i tracciati sono stati progettati tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3  $\mu$ T.

### 4.1.2 Dimensionamento del cavidotto

Per l'elettrodotto di evacuazione in MT si prevede l'utilizzo di cavi unipolari ad elica avvolta, posati a trifoglio con conduttore in alluminio, per il quale il calcolo della sezione, e delle relative perdite di potenza si rimanda ai paragrafi successivi.

## 5 LINEE ELETTRICHE IN MEDIA TENSIONE

### 5.1.1 Premessa

Le linee in media tensione 30 kV (sia quelle di collegamento (anelli) tra le varie cabine di trasformazione (skid) MT/BT, sia il condotto di evacuazione) dovranno rispondere alle caratteristiche di norma per quanto riguarda le caratteristiche dei materiali utilizzati nonché la modalità di costruzione dei cavidotti e di posa dei cavi elettrici.

### 5.1.2 Caratteristiche tecniche del cavo

Il cavo di media tensione sarà del tipo riportato nella tabella sottostante:

<b>Codice Cavo</b>	ARE4H1EX o ARE4H5EX, U <sub>o</sub> /U: 18/30 kV, U <sub>max</sub> : 36 kV
<b>Materiale</b>	alluminio
<b>Formazione e sezione</b>	varie a seconda della tratta

Caratteristiche del cavo di media tensione

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	23	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza di tali cavi, sezione per sezione, sono riportate nella tabella sottostante (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m/W):

**ARE4H1R - 18/30 kV**  
**U<sub>o</sub>/U: 18/30 kV**  
**U max: 36 kV**

**Caratteristiche tecniche**

Formazione	Ø indicativo conduttore mm	Ø indicativo isolante mm	Ø esterno max mm	Peso indicativo cavo kg/km	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm²					a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,2	24,60	32,7	885	184	222	152	157
1 x 70	9,9	26,30	34,8	1025	230	278	186	192
1 x 95	11,4	27,80	36,4	1150	280	338	221	229
1 x 120	13,1	29,50	38,4	1310	324	391	252	260
1 x 150	14,4	30,80	39,8	1430	368	440	281	288
1 x 185	16,2	32,60	41,9	1620	424	504	317	324
1 x 240	18,4	34,80	44,5	1875	502	593	367	373
1 x 300	20,7	37,05	47,1	2135	577	677	414	419
1 x 400	23,6	40,00	50,5	2645	673	769	470	466
1 x 500	26,5	42,90	53,8	2710	781	890	550	540
1 x 630	30,2	46,60	58,0	3260	909	1030	710	700

(\*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:  
 - Resistività termica del terreno: 1 K·m/W  
 - Temperatura ambiente 20°C  
 - profondità di posa: 0,8 m

**Caratteristiche elettriche**

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C Ω/Km	Resistenza apparente a 90°C 50-Hz Ω/km		Reattanza di fase Ω/Km		Capacità a 50Hz µF/km
		a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	
n° x mm²						
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,14	0,15	143
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,13	0,15	160
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,12	0,14	175
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,12	0,13	192
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,11	0,13	205
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,11	0,12	222
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,12	244
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,10	0,11	265
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,101	0,11	294
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,097	0,11	321
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,094	0,11	357

Caratteristiche tecniche ed elettriche dei conduttori dell'elettrodotta di evacuazione MT

Le terne saranno costituite da cavi tripolari precordati isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con conduttori in alluminio, formazione rigida compatta, classe 2.

Lo strato semiconduttore interno del cavo è estruso, l'isolamento in gomma HEPR, qualità G7 senza piombo; lo strato del semiconduttore è estruso, pelabile a freddo, lo schermo è realizzato in fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale, guainetta in PVC, armatura realizzata da due nastri di alluminio, avvolti a coprigiunto e la guaina composta da una miscela a base di PVC, qualità Rz (Colore: rosso).

<b>07.02_R.I.</b>	<b>1</b>	<b>Relazione Impianti</b>	<b>05/2021</b>	<b>24</b>	<b>41</b>
<i>Documento</i>	<i>REV</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Data</i>	<i>Pag.</i>	<i>Tot.</i>

Per quanto riguarda l'impiego, tali conduttori sono adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; essi si prestano alla posa in aria libera, in tubo o canale e sebbene ne rimanga ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17 essi verranno posizionati direttamente interrati, e posti ad una profondità di circa 1,2 mt dal livello di superficie.

### 5.1.3 Controlli e verifiche

Le verifiche da effettuare saranno di due tipologie:

- controlli in corso d'opera;
- controlli ai fini del collaudo comprese le verifiche elettriche.

Per quanto riguarda la prova di tensione applicata sui cavi a 30 kV, se espressamente richiesto, sarà effettuata la prova alla tensione a Norma CEI di 3U<sub>0</sub> (efficaci) ed alla frequenza di 0,1 Hz applicata tra conduttore e lo schermo metallico per la durata di 15 minuti.

---

## 6 APPARECCHIATURE MT

### 6.1.1 Scomparti di protezione

Le sezioni di arrivo e partenza in MT (30 kV) di ogni cabina di trasformazione MT/BT saranno ognuna composta da:

- uno scomparto di arrivo cavi e risalita sbarre costituito da:
  - sbarre e isolatori portanti
  - chiusura di fondo
- uno scomparto protezione costituito da:
  - sezionatore di isolamento lato sbarre
  - sezionatore di terra lato cavi
  - interblocco di sicurezza tra sezionatore lato sbarre e sezionatore di terra
  - interruttore con sganciatore di apertura
  - relè di protezione
  - blocchi meccanici e di sicurezza

Ogni quadro sarà di tipo protetto, con sbarre isolate in aria.

Il sezionatore di linea sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF<sub>6</sub> ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione. L'interruttore sarà di tipo in vuoto o in gas SF<sub>6</sub>, sarà equipaggiato con sensori di corrente per l'alimentazione del relè di protezione e sganciatore di apertura; sarà completo di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Il relè di protezione dovrà prevedere le funzioni 50, 51, 50N, 51N, 67N, 27, 59, 59N, oltre alle misure amperometriche e voltmetriche.

Le principali caratteristiche elettriche delle apparecchiature MT sono:

- Tensione massima di esercizio 24/36 kV
- Tensione di tenuta a impulso 170 kV
- Tensione di tenuta a frequenza industriale 70 kV

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	25	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

- Corrente di sbarra 1.250 A
- Corrente di derivazione 630 A
- Potere di interruzione degli interruttori 31,5 kA

Gli scomparti di media tensione avranno dimensioni approssimative pari a:

- lunghezza 6.000 mm
- profondità 1.200 mm
- altezza 2.000 mm

Le dimensioni potranno variare in funzione della scelta del fornitore delle apparecchiature.

### 6.1.2 Sezione ausiliaria

Sarà presente inoltre una Sezione ausiliaria composta da uno scomparto protezione ed un trasformatore 30/0,4 kV della potenza di 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari quali alimentazione dei relè di protezione degli interruttori, illuminazione, servizi di sicurezza, sistema di controllo.

### 6.1.3 Dispositivi di protezione

Lo scomparto di protezione sarà composto da:

- sezionatore di isolamento lato sbarre
- sezionatore di terra lato cavi
- interblocco di sicurezza tra sezionatore lato sbarre e sezionatore di terra
- interruttore con sganciatore di apertura
- relè di protezione
- blocchi meccanici e di sicurezza

Lo scomparto sarà di tipo protetto, con sbarre isolate in aria.

Il sezionatore di linea sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF6 e involucro in acciaio inox; sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

L'interruttore sarà di tipo in vuoto o in gas SF6, sarà equipaggiato con sensori di corrente per l'alimentazione del relè di protezione e sganciatore di apertura; sarà completo di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Il relè di protezione dovrà prevedere le funzioni 50, 51, 50N, 51N, oltre alle misure amperometriche e voltmetriche.

### 6.1.4 Installazione

L'installazione del trasformatore dovrà essere effettuata nel rispetto della norma CEI 11-18. L'accesso ai trasformatori sarà subordinato all'apertura e sezionamento dei rispettivi interruttori di MT e BT. L'accesso ad ogni locale trasformatori ausiliari, sarà chiuso con parete e porta a griglia e consentito solo con il trasformatore sezionato ed il corrispondente cavo di MT sezionato e messo a terra.

---

## 7 MISURE DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	26	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

### 7.1.1 Protezione contro il cortocircuito

Nella parte di circuito in corrente continua non è prevista alcuna protezione contro il cortocircuito.

Nel circuito in corrente alternata la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. L'interruttore magnetotermico posto a valle di ciascun inverter agisce inoltre in aiuto all'azione del dispositivo di protezione posto all'interno dei gruppi di conversione.

### 7.1.2 Sezione dei conduttori di protezione

Il conduttore di protezione, collegato alle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici avrà una sezione pari a 6 mm<sup>2</sup>. A valle degli scaricatori di sovratensione, la sezione del conduttore di protezione sarà di 16 mm<sup>2</sup>, questo per poter assicurare un corretto funzionamento dei dispositivi collegati.

### 7.1.3 Misure di protezione contro i contatti diretti

Si ha un contatto diretto quando una parte del corpo umano viene a contatto con una parte dell'impianto elettrico normalmente in tensione (conduttori, morsetti, ecc.). La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

### 7.1.4 Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata

Si attua la protezione contro i contatti diretti ponendo in essere tutte quelle misure e accorgimenti idonei a proteggere le persone dal contatto con le parti attive di un circuito elettrico.

La protezione può essere parziale o totale.

La scelta tra la protezione parziale o totale dipende dalle condizioni d'uso e d'esercizio dell'impianto (può essere parziale solo dove l'accessibilità ai locali è riservata a persone addestrate).

La Norma CEI 64-8 prevede inoltre quale misura addizionale di protezione contro i contatti diretti l'impiego di dispositivi a corrente differenziale.

### 7.1.5 Misure di protezione totali

Sono destinate alla protezione di personale non addestrato e si ottengono mediante:

1. Isolamento delle parti attive. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
  - a. parti attive ricoperte completamente con isolamento che può essere rimosso solo a mezzo di distruzione;
  - b. gli altri componenti elettrici devono essere provvisti di isolamento resistente alle azioni meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto nell'esercizio.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	27	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

2. Involucri o barriere. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
  - a. parti attive contenute entro involucri o dietro barriere con grado di protezione almeno IP2X o IPXXB;
  - b. superfici orizzontali delle barriere o involucri a portata di mano, con grado di protezione almeno IP4X o IPXXD;
  - c. involucri o barriere saldamente fissati in modo da garantire, nelle condizioni di servizio prevedibili, la protezione nel tempo;
  - d. barriere o involucri devono poter essere rimossi o aperti solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo speciale;
  - e. il ripristino dell'alimentazione deve essere possibile solo dopo sostituzione o richiusura delle barriere o degli involucri.

#### 7.1.6 Misure di protezioni parziali

Sono destinate unicamente a personale addestrato; si attuano mediante ostacoli o distanziamento. Impediscono il contatto non intenzionale con le parti attive. Nella pratica sono misure applicate solo nelle officine elettriche. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni.

1. Ostacoli. Devono impedire:
  - a. l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive;
  - b. il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario.
  - c. Gli ostacoli possono essere rimossi senza una chiave o un attrezzo speciale, ma devono essere fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale.
2. Distanziamento. Deve avvenire:
  - a. Il distanziamento delle parti simultaneamente accessibili deve essere tale che esse non risultino a portata di mano.
  - b. La zona a portata di mano inizia dall'ostacolo (per es. parapetti o rete grigliata) che abbia un grado di protezione < IPXXB.

#### 7.1.7 Misura di protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali

La protezione con interruttori differenziali con  $I_{dn} = 300$  mA, pur eliminando gran parte dei rischi dovuti ai contatti diretti, non è riconosciuta quale elemento unico di protezione completa e richiede comunque l'abbinamento con una delle misure di protezione di cui ai precedenti paragrafi.

#### 7.1.8 Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	28	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11 27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

#### 7.1.9 Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione. L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN-S, ovvero sistemi che hanno il neutro collegato direttamente a terra (il centro stella dell'avvolgimento lato BT del trasformatore di potenza MT-BT del distributore) e tutte le masse dell'impianto collegate a terra per mezzo del conduttore di protezione. Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito:

- Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;
- Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua.
- Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche e le masse estranee. L'impianto deve soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 dovrà essere realizzato in maniera da permettere le verifiche periodiche di efficienza;
- Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale. Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mm<sup>2</sup>.

#### 7.1.10 Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata

Per la protezione contro i contatti indiretti lato corrente alternata potranno essere adottate le seguenti misure.

1. Protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	29	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



- a. Tale protezione è realizzata mediante l'impiego di interruttori differenziali coordinati con l'impianto di terra in modo da garantire una tensione di contatto presunta non superiore a 50 V per gli ambienti ordinari e 25 V per gli ambienti speciali. Deve essere soddisfatta la seguente relazione:  $R_a * I_a < 50 \text{ V}$  dove:
- $R_a$  = resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione;
  - $I_a$  = corrente che provoca il funzionamento automatico dei dispositivi di protezione.
2. Protezione mediante l'impiego di apparecchiature aventi componenti di classe II o isolamento equivalente.
- Il doppio isolamento è ottenuto aggiungendo all'isolamento principale o fondamentale (il normale isolamento delle parti attive) un secondo isolamento chiamato supplementare.
  - È altresì ammesso dalle Norme la realizzazione di un unico isolamento purché le caratteristiche elettriche e meccaniche non siano inferiori a quelle realizzate con il doppio isolamento; in questo caso l'isolamento è chiamato isolamento rinforzato.
  - Il tipo di protezione offerto dal doppio isolamento consiste nel diminuire fortemente la probabilità di guasti perché, in caso di cedimento dell'isolamento principale, rimane la protezione dell'isolamento supplementare.
  - Un'apparecchiatura elettrica dotata di doppio isolamento o di isolamento rinforzato è classificata di classe II.
  - Gli apparecchi elettrici vengono suddivisi dalle Norme CEI in quattro classi, in base al tipo di protezione offerta contro i contatti indiretti. In particolare:
    - Classe 0: apparecchio dotato di isolamento principale e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
    - Classe I: apparecchio dotato di isolamento principale e provvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
    - Classe II: apparecchio dotato di doppio isolamento o di isolamento rinforzato e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
    - Classe III: apparecchio destinato ad essere alimentato a bassissima tensione di sicurezza.
  - L'isolamento può essere ridotto e non deve essere in alcun modo collegato a terra o al conduttore di protezione di altri circuiti.
3. Protezione mediante separazione elettrica.
- Questo tipo di protezione evita correnti pericolose nel caso di contatto con masse che possono andare in tensione a causa di un guasto all'isolamento principale del circuito.
  - Le prescrizioni da rispettare affinché la protezione sia assicurata sono quelle indicate nella Norma CEI 64 8 (Articoli da 413.5.1.1 fino a 413.5.1.6) ed anche da:
    - quanto indicato, sempre dalla stessa Norma al punto 413.5.2, se il circuito separato alimenta un solo componente elettrico;
    - quanto indicato al punto 413.5.3, se il circuito separato alimenta più di un componente elettrico.
  - Si raccomanda inoltre che il prodotto della tensione nominale, in volt, del circuito separato, per la lunghezza della conduttura elettrica in metri, non superi il valore di 100.000; la lunghezza della conduttura non deve inoltre essere  $> 500 \text{ m}$ .
4. Protezione mediante bassissima tensione di sicurezza

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	30	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



- a. Un sistema elettrico è a bassissima tensione se soddisfa le condizioni imposte dall'articolo 411.1.1 della Norma CEI 64 8; in particolare:
- la tensione nominale non supera 50 V, valore efficace in c.a., e 120 V in c.c. non ondulata;
  - l'alimentazione proviene da una sorgente SELV o PELV;
  - sono soddisfatte le condizioni di installazione specificatamente previste per questo tipo di circuiti elettrici.
  - SELV e PELV sono acronimi di Safety Extra Low Voltage e Protective Extra Low Voltage, e caratterizzano ciascuna specifici requisiti che devono possedere i sistemi a bassissima tensione.
  - Un circuito SELV ha le seguenti caratteristiche:
    - alimentato da una sorgente autonoma o da una sorgente di sicurezza. Sono sorgenti autonome le pile, gli accumulatori, i gruppi elettrogeni. Sono considerate sorgenti di sicurezza le alimentazioni ottenute attraverso un trasformatore di sicurezza.
    - Non ha punti a terra. È vietato collegare a terra sia le masse sia le parti attive del circuito SELV.
    - Deve essere separato da altri sistemi elettrici. La separazione del sistema SELV da altri circuiti deve essere garantita per tutti i componenti; a tal fine i conduttori del circuito SELV o vengono posti in canaline separate o sono muniti di una guaina isolante supplementare.
    - Un circuito PELV possiede gli stessi requisiti di un sistema SELV ad eccezione del divieto di avere punti a terra; infatti nei circuiti PELV almeno un punto è sempre collegato a terra.

### 7.1.11 Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua

Le masse di tutte le apparecchiature devono essere collegate a terra, mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale.

Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.

Nel caso invece in cui i moduli siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	31	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo, specie nel caso di moduli installati in località vicino al mare.

L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi può essere ottenuta, previa opportuna valutazione del progettista, mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura.

#### 7.1.12 Protezione delle condutture elettriche

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti. In particolare, i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata ( $I_z$ ) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego ( $I_b$ ) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale ( $I_n$ ) compresa fra la corrente di impiego del conduttore ( $I_b$ ) e la sua portata nominale ( $I_z$ ) ed una corrente di funzionamento ( $I_f$ ) minore o uguale a 1.45 volte la portata ( $I_z$ ). In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni:  $I_b < I_n < I_z$  e  $I_f < 1.45 I_z$

Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

#### 7.1.13 Messa a terra dell'impianto fotovoltaico

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni per mezzo di scaricatori di sovratensione di classe II.

È prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Le cornici dei moduli fotovoltaici saranno rese equipotenziali con la struttura metallica di sostegno mediante una corretta imbullonatura (utilizzo di rondelle a punta che rimuovono lo strato passivato sulle cornici) e collegate a terra attraverso un conduttore di protezione di opportuna sezione.

#### 7.1.14 Interfaccia con la rete

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete del Distributore è subordinato a precise condizioni tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

- il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del Distributore, in caso contrario il collegamento con la rete del Distributore stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente; pertanto, ogniqualvolta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	32	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete del Distributore;

- il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniqualvolta manchi l'alimentazione della rete da parte del Distributore o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete del Distributore non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare né permanere in servizio sulla rete stessa.

Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al Cliente Produttore secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare esercizio della rete del Distributore. Come già precedentemente accennato, per motivi di sicurezza, per il collegamento in parallelo alla rete pubblica l'impianto sarà provvisto di protezioni che ne impediscano il funzionamento in isola elettrica, conforme alla normativa CEI 0-21 e CEI 0-16.

L'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con un sistema di protezione articolato su tre livelli, ovvero:

- Dispositivo del generatore
- Dispositivo di interfaccia nel centro collettore
- Dispositivo generale nella cabina utente

#### 7.1.15 Dispositivo del generatore

L'inverter è interamente protetto contro il corto circuito ed il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica. L'interruttore magnetotermico presente all'uscita di ogni inverter agisce come ulteriore supporto a questa funzione.

#### 7.1.16 Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia provoca il distacco del sistema di generazione in caso di guasto alla rete elettrica. Il riconoscimento di eventuali anomalie avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che vanno al di fuori di un determinato range di tensione e frequenza definito come riportato di seguito:

- Minima tensione:  $0.8 \times V_n$
- Massima tensione:  $1.2 \times V_n$
- Minima frequenza: 49.7 Hz
- Massima frequenza: 50.3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno.

Tale fenomeno, detto funzionamento ad isola, deve essere necessariamente evitato poiché può generare condizioni di pericolo per il personale addetto durante la ricerca e/o la riparazione di guasti.

#### 7.1.17 Dispositivo generale

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	33	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Esso dovrà essere in grado di garantire la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico.

## 7.2 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche

### 7.2.1 Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area.

In particolare, le strutture risultano autoprotette contro le fulminazioni, secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN CEI EN 62305-2 "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio - febbraio 2013".

In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

### 7.2.2 Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto potrebbe provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico. Potrebbero allora essere provocate sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in modo particolare gli inverter.

Nel caso in esame, vista la notevole estensione dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di dispositivi SPD a varistore sulla sezione CC dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

### 7.2.3 Precauzioni per ridurre la propagazione dell'incendio

Quando una condotta attraversa elementi costruttivi di edifici (pavimenti, pareti ecc.) aventi caratteristiche specifiche di resistenza al fuoco, le aperture che restano dopo il passaggio delle condutture devono essere otturate in accordo con il grado di resistenza all'incendio prescritto per il rispettivo elemento costruttivo dell'edificio prima dell'attraversamento.

Le condutture, quali tubi protettivi circolari e non circolari o canali, devono essere otturate sia internamente sia esternamente con elementi sia hanno una resistenza al fuoco almeno pari al grado di resistenza richiesto all'elemento costruttivo.

Questi riempitivi, detti barriere tagliafiamma, devono essere tali da non danneggiare, meccanicamente, termicamente o chimicamente le condutture con cui sono a contatto.

Inoltre, devono permettere gli spostamenti relativi delle condutture dovute a fenomeni termici senza ridurre la qualità dell'otturazione; devono avere stabilità meccanica adeguata per sopportare le sollecitazioni che si possono produrre in seguito a danneggiamenti dei supporti delle condutture causati da un incendio e devono avere caratteristiche di resistenza contro le influenze esterne, come richieste alle condutture.

Devono essere previste tali barriere nei tratti di attraversamento della passerella/tubazioni porta cavi fra compartimenti differenti.

### 7.2.4 Prevenzione incendi e sgancio di emergenza

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	34	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

L'Appaltatore dovrà realizzare le opere nel pieno rispetto e secondo i requisiti previsti dalla "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012" (VVF Nota DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012) e relativi chiarimenti (VVF Nota DCPREV prot. n. 6334 del 4 maggio 2012), provvedendo pertanto a fornire e installare tutto quanto ivi previsto (cartellonistica, segnaletica di sicurezza, dispositivi di sezionamento di emergenza, ecc.).

Secondo le prescrizioni della circolare VV.F. n. 1324 del 07/02/2012, è opportuno prevedere un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione opportunamente segnalata ed accessibile, che determini il sezionamento dell'impianto fotovoltaico. Il comando di emergenza deve mettere fuori tensione tutti i circuiti (non di sicurezza) all'interno del compartimento antincendio, compresi quelli alimentati dal generatore fotovoltaico.

In questa fase di progettazione si è previsto un comando di emergenza all'esterno della cabina BT/MT che agisce sull'interruttore generale in MT e che quindi toglie tensione anche agli inverter lato a.c.. Gli inverter e il lato c.c. dell'impianto sono stati considerati fuori da eventuali compartimenti antincendio pertanto non è stato previsto un comando di emergenza che agisca sul lato c.c.

In fase esecutiva si dovrà verificare tale condizione e nel caso in cui non dovesse essere verificata si dovrà prevedere un comando di emergenza che intervenga sui cavi in ingresso all'eventuale compartimento antincendio. Si dovrà inoltre verificare l'eventuale presenza di servizi di sicurezza che dovranno rimanere in tensione anche dopo aver azionato il pulsante di emergenza.

## 8 VERIFICHE TECNICO-FUNZIONALI E DOCUMENTAZIONE TECNICA

Le verifiche tecnico-funzionali sull'impianto consistono in un esame a vista e in un esame strumentale. L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le norme CEI. In particolare, deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente.

L'esame strumentale consisterà nel controllo dei seguenti punti:

- continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
  - condizione:  $P_{cc} > 0,85 P_{nom} I / I_{STC}$ , dove:
    - $P_{cc}$  è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%,
    - $P_{nom}$  è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
    - $I$  è l'irraggiamento (in W/mq) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
    - $I_{STC}$ , pari a 1.000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni standard;
  - condizione:  $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ , dove:
    - $P_{ca}$  è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	35	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

- la condizione:  $P_{ca} > 0,75 P_{nom} I / I_{STC}$ .

Al termine dei lavori saranno emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
- progetto esecutivo in versione "come costruito" (as-built), corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del Decreto 22 gennaio 2008 n. 37, articolo 2, lettera a e ss.mm.ii.;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate
- Documentazione di valutazione del rischio incendio, da presentare ai VVFF a corredo di apposita SCIA.

## 9 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

### 9.1.1 Dimensionamento DC del generatore fotovoltaico

Nel processo di progettazione degli impianti fotovoltaici collegati alla rete, la scelta della tensione nominale del campo fotovoltaico e quella del gruppo di conversione avvengono in maniera contestuale e rappresenta una delle scelte più delicate per il corretto dimensionamento dell'impianto stesso. In fase di progetto occorre stabilire i valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento) e valutare se questi possono essere considerati compatibili con le caratteristiche d'ingresso dell'inverter e le proprietà di isolamento dei componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico stesso (ad es. tensione di isolamento dei moduli fotovoltaici o dei cavi in corrente continua, i quali, dovranno avere anche essi una tensione nominale adeguata a quella del sistema elettrico in cui vengono installati).

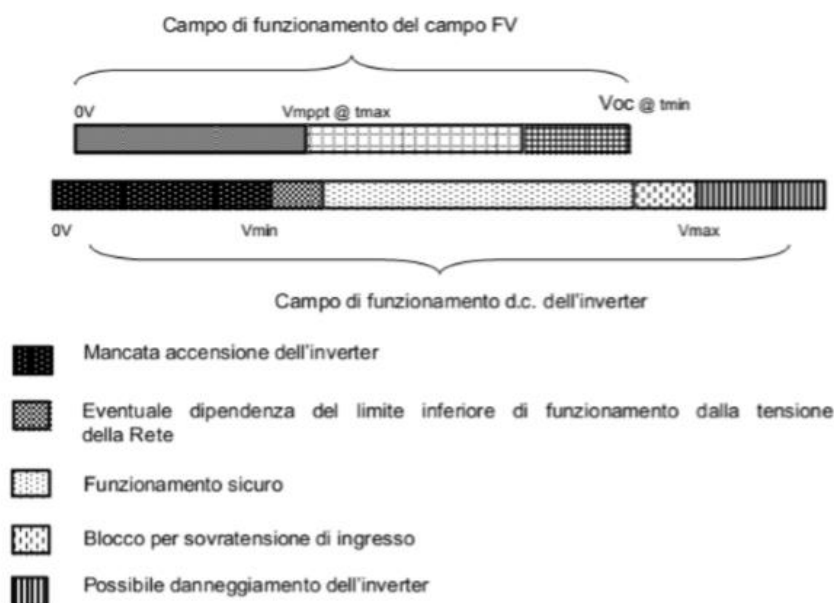


Diagramma accoppiamento moduli fotovoltaici-inverter

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	36	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

Dal diagramma di accoppiamento sopra riportato, si evince pertanto che le tre condizioni (disuguaglianze) da verificare, affinché le stringhe dei moduli fotovoltaici siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter sono le seguenti:

1.  $V_{m \min} > V_{inv \text{ MPPT } \min}$
2.  $V_{m \max} < V_{inv \text{ MPPT } \max}$
3.  $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

nelle quali  $V_{inv \text{ MPPT } \min}$  e  $V_{inv \text{ MPPT } \max}$  rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza (MPP) in cui lavora l'inverter, mentre la  $V_{inv \max}$  rappresenta il valore massimo di tensione in CC ammissibile ai morsetti dell'inverter.

### 9.1.2 Condizione " $V_{m \min} > V_{inv \text{ MPPT } \min}$ " e " $V_{m \max} < V_{inv \text{ MPPT } \max}$ "

La prima e la seconda condizione di cui sopra assicurano che la tensione di stringa nel punto MPPT di massima potenza non esca al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'operatore MPPT. Le condizioni operative estreme sono riferite alla temperatura minima e massima che si può ipotizzare sui moduli fotovoltaici tenuto conto della località in cui verranno installati gli stessi.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-0,28\% \text{ V}/^\circ\text{C}$  e i limiti di temperatura estremi pari a  $-5^\circ\text{C}$  e  $+70^\circ\text{C}$ ,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ( $25^\circ\text{C}$ ).

Partendo dalla ipotesi che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze risultano essere quelle riportate nella tabella seguente.

$V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$	$1.000,31 \geq 890 \text{ V}$
$V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$	$1.240,66 \leq 1.250 \text{ V}$

Verifica dei limiti di tensione all'ingresso degli inverter

Come si può evincere dall'osservazione della tabella in tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate, pertanto si può concludere che ci sia compatibilità tra le stringhe di moduli e gli inverter scelti.

### 9.1.3 Portata dei cavi solari in regime permanente

Le sezioni dei cavi solari per i collegamenti delle stringhe dell'impianto fotovoltaico devono essere tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per il sovraccarico dovrà essere eseguita utilizzando la seguente relazione:

$$I_z < 1,25 I_{sc}$$

dove

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	37	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Comune di Brindisi

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.52 MW E POTENZA MODULI PARI A 38.43 MWP CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV20 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI LOCALITÀ MASSERIA AUTIGNO



- $I_z$  è la portata in regime permanente della condotta (funzione del tipo di cavo scelto).
- $I_{sc}$  è la corrente di corto circuito della stringa.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi dell'impianto fotovoltaico dovranno essere scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, ad esempio  $1,25 I_{sc}$ . Per la sezione in corrente continua dell'impianto non è prevista protezione contro il sovraccarico.

#### 9.1.4 Collegamento in serie tra moduli

Tutti i collegamenti dei moduli fotovoltaici saranno realizzati con cavi solari unipolari in gomma del tipo Radox (o similari) di cui sono corredati i moduli stessi.

I collegamenti tra i moduli che compongono la stringa dovranno essere fascettati alle strutture di supporto.

#### 9.1.5 Collegamento tra stringhe ed inverter

Tutte le stringhe verranno prolungate, sempre tramite cavi solari unipolari in gomma del tipo Radox (o similari), ai connettori di ingresso rapido di ciascun inverter di stringa (composto da un massimo di 18 ingressi per sotto-campo), come visibile nello schema unifilare allegato. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superi determinati valori di sicurezza per i cavi.

Per ogni sotto-campo dell'impianto fotovoltaico in oggetto si è considerato che la stringa più lontana dall'inverter distasse da questa **una lunghezza pari a 100 mt.**

Tali cavi correranno in parte sulla struttura di supporto dei moduli (a cui dovranno essere fascettate) ed in parte interrati dentro tubazioni fino al raggiungimento del relativo inverter.

TEKNİK VERİLER / TECHNICAL DATA					Cu-Sn/TPE/TPE			
Nominal Kesit	İzole Et Kalınlığı	Dış Kılıf Et Kalınlığı	Ortalama Dış Çap	Ortalama Ağırlık	Max. Akım Taşıma Kapasitesi			20°C Max. İletken Direnci
Nominal Cross Sectional	Thickness of Insulation	Thickness of Over sheath	Overall Diameter app.	Net Weight app.	Current Carrying Capacity in			Conductor DC Resistance at (20°C) max.
(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	Kablo Havada Single core free in Air	Kablo yüzey üzerindeki Single core on a Surface	İki kablo birbirine dokunmadan Two cables adjacent on surface	ohm/km
1,5	0,70	0,80	4,60	35	30	29	24	13,7
2,5	0,70	0,80	5,00	46	41	39	33	8,21
4	0,70	0,80	5,50	63	55	52	44	5,09
6	0,70	0,80	6,10	83	70	67	57	3,39
10	0,70	0,80	7,10	124	98	93	79	1,95
16	0,70	0,90	8,45	186	132	125	107	1,24
25	0,90	1,00	10,40	284	176	167	142	0,795
35	0,90	1,10	11,50	384	218	207	176	0,565
50	1,00	1,20	13,65	538	276	262	221	0,393

Caratteristiche del cavo solare

#### 9.1.6 Portata, cadute di tensione e perdite di potenze nei cavi AC

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	38	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.



Le ipotesi di progetto portano:

- caduta di tensione massima ammissibile il **4%** della tensione nominale per ciascuna tratta;
- perdite di potenza inferiori al **1%** in totale

Tali ipotesi risultano fondamentali per l'individuazione della sezione di ogni cavo costituente l'impianto fotovoltaico in oggetto.

### 9.1.7 Scelta della sezione dei cavi

Per scegliere la sezione più opportuna dei conduttori di fase relativi a cavi interrati si procede alla determinazione della loro portata secondo il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026.

In ogni caso dovrà valere la relazione:

$$I_b < I_z$$

Dove:

- $I_b$  = corrente massima che attraversa il cavo;
- $I_z$  = portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa;

### 9.1.8 Calcolo corrente di linea ( $I_b$ )

Per il calcolo della corrente massima che circola in un circuito trifase si utilizza la formula sottostante:

$$I_b = \frac{P_n}{\sqrt{3} x V_n x \cos \varphi}$$

Dove:

- $I_b$  = corrente massima che attraversa il cavo;
- $P_n$  = Potenza massima della linea;
- $V_n$  = Tensione nominale della linea.

### 9.1.9 Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa ( $I_z$ )

La portata nominale  $I'_z$  viene definita, per un cavo interrato, con le seguenti condizioni di posa:

- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- Temperatura ambiente 20°C;
- profondità di posa: 0,8 m

Qualora le condizioni di posa differiscano da queste, dovranno essere applicati dei coefficienti correttivi che, moltiplicati per  $I'_z$ , danno luogo alla portata nominale del cavo nelle condizioni reali di posa  $I_z$ .

Il fattore correttivo in questione  $K_{tot}$  è ottenuto come segue:

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- $K_1$  è il fattore di correzione da applicare se la temperatura del terreno è diversa da 20°C;
- $K_2$  è il fattore di correzione da applicare per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	39	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.

- $K_4$  è il fattore di correzione per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di 1,5 Kxm/W, valido per terreni asciutti.
- $K_4$  è il fattore di correzione per profondità di posa dal valore di riferimento pari a 0,8 m;

Nel caso in esame (con riferimento alle tabelle della richiamata CEI-UNEL 35026):

- $K_1 = 0,95$  poiché si suppone una temperatura massima del terreno pari a 25°C;
- $K_2 =$  variabile, in funzione della presenza contemporanea di altri circuiti;
- $K_3 = 0,5$  poiché si suppone che la posa avvenga in un terreno con resistività termica 0,5 Kxm/W, valido per terreni umidi.
- $K_4 = 0,96$  poiché la profondità di posa è pari a 1,2 mt;

Nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** si riporta, per le differenti sezioni, la portata effettiva di tutti i cavi (BT, MT ed AT) previsti presso l'impianto fotovoltaico e nei circuiti di collegamento alla rete elettrica nelle condizioni di posa previste a progetto; da qui si evince come la massima corrente  $I_b$  che attraverserà ciascun cavo è sempre minore della portata effettiva  $I_z$  calcolata nelle reali condizioni di posa.

#### 9.1.10 Caduta di tensione

Di seguito riportata la formula per il calcolo della caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V\% = \Delta V \cdot L \cdot I \cdot V \cdot 100$$

Dove:

- $V$  = tensione di linea [V]
- $\Delta V$  = caduta di tensione specifica, pari a:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (r \cdot \cos\phi + x \cdot \sin\phi)$$

- $L$  = lunghezza della linea [km]
- $I$  = corrente di carico [A]
- $r$  = resistenza specifica [ $\Omega$ /km]
- $x$  = reattanza specifica [ $\Omega$ /km]
- $\cos\phi$  = fattore di potenza

Le distanze sono state incrementata del 10% a favore della sicurezza.

Si riporta, per ogni tratta di collegamento tra le varie cabine costituenti l'impianto fotovoltaico, le relative cadute di tensione dei cavi, in termini percentuali; da qui si evince come **la caduta di tensione massima sia inferiore quella prevista nelle ipotesi di progetto e pari a 4%.**

#### 9.1.11 Perdita di potenza

L'impianto fotovoltaico sarà dimensionato in modo tale che la perdita di potenza percentuale nei cavi, per ogni tratta di collegamento tra le varie cabine costituenti l'impianto fotovoltaico (sia circuito MT che circuiti bt), saranno **inferiori all' 1%.**

07.02_R.I.	1	Relazione Impianti	05/2021	40	41
Documento	REV	Descrizione	Data	Pag.	Tot.