



## IMPIANTO AGRIVOLTAICO BACCHILEDDU

COMUNE DI SASSARI

PROPONENTE

### Ferrari Agro Energia s.r.l.

Traversa Bacchileddu, n. 22  
07100 SASSARI (SS)

IMPIANTO AGRIVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE  
NEL COMUNE DI SASSARI

*AUTORIZZAZIONE UNICA REGIONALE - PROGETTO DEFINITIVO*

OGGETTO:

*RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI LATO PRODUZIONE*

CODICE ELABORATO

**PD**  
**R03**

COORDINAMENTO

**bm!**

Studio Tecnico Dott. Ing Bruno Manca

GRUPPO DI LAVORO A.U.

Dott.ssa Geol. Cosima Atzori  
Dott.ssa Ing. Silvia Exana  
Dott.ssa Ing. Ilaria Giovagnorio  
Dott. Ing Bruno Manca  
Dott. Ing. Giuseppe Pili  
Dott. Ing. Michele Pigliaru  
Dott.ssa Ing. Alessandra Scalas

REDATTORE

Dott. Ing. Giuseppe Pili  
Dott. Ing. Michele Pigliaru

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE
00	Ottobre 2022	Prima emissione

FORMATO  
ISO A4 - 297 x 210

## SOMMARIO

<b>1.</b>	<b>GENERALITÀ</b> .....	<b>5</b>
1.1	Premessa .....	5
1.2	Descrizione del progetto.....	5
1.3	Tipo e ubicazione dell'immobile .....	6
1.4	Caratteristiche generali.....	6
<b>2.</b>	<b>ELETTRODOTTO 15KV</b> .....	<b>6</b>
2.1	Elettrodotto 15 kV di rete.....	6
<b>3.</b>	<b>Caratteristiche generali</b> .....	<b>9</b>
<b>4.</b>	<b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>12</b>
4.1	Valenza dell'iniziativa .....	12
4.2	Attenzione per l'ambiente .....	12
	4.2.1 Risparmio sul combustibile.....	12
	4.2.2 Emissioni evitate in atmosfera .....	13
4.3	Normativa di riferimento.....	13
4.4	Sito di installazione.....	13
4.5	Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico.....	13
4.6	Disponibilità della fonte solare.....	14
	4.6.1 Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale .....	14
4.7	Fattori morfologici e ambientali.....	14
	4.7.1 Ombreggiamento .....	14
	4.7.2 Albedo.....	15
4.8	Procedure di calcolo .....	16
	4.8.1 Criterio generale di progetto .....	16
	4.8.2 Criterio di stima dell'energia prodotta .....	16
	4.8.3 Criterio di verifica elettrica .....	17
4.9	Dimensionamento dell'impianto.....	17
	4.9.1 Impianto BACCHILEDDU .....	17
	4.9.2 Scheda tecnica dell'impianto.....	18
	4.9.3 Energia prodotta .....	19
4.10	IMPIANTO1 - GENERATORE 1 .....	20
	4.10.1 Scheda tecnica.....	20
	4.10.2 Verifiche elettriche MPPT 1 .....	21
	4.10.3 Verifiche elettriche MPPT 2 .....	21
	4.10.4 Verifiche elettriche MPPT 3 .....	22
4.11	IMPIANTO1 - GENERATORE 2 .....	23
	4.11.1 Scheda tecnica.....	23
	4.11.2 Verifiche elettriche MPPT 1 .....	24
	4.11.3 Verifiche elettriche MPPT 2 .....	24
	4.11.4 Verifiche elettriche MPPT 3 .....	25
4.12	IMPIANTO2 - GENERATORE 1 .....	26
	4.12.1 Scheda tecnica.....	26
	4.12.2 Verifiche elettriche MPPT 1 .....	27
	4.12.3 Verifiche elettriche MPPT 2 .....	27
	4.12.4 Verifiche elettriche MPPT 3 .....	28
4.13	IMPIANTO2 - GENERATORE 2 .....	29

4.13.1	Scheda tecnica.....	29
4.13.2	Verifiche elettriche MPPT 1 .....	30
4.13.3	Verifiche elettriche MPPT 2 .....	30
4.13.4	Verifiche elettriche MPPT 3 .....	31
4.14	IMPIANTO3 - GENERATORE 1 .....	32
4.14.1	Scheda tecnica.....	32
4.14.2	Verifiche elettriche MPPT 1 .....	33
4.14.3	Verifiche elettriche MPPT 2 .....	33
4.14.4	Verifiche elettriche MPPT 3 .....	34
4.15	IMPIANTO3 - GENERATORE 2 .....	35
4.15.1	Scheda tecnica.....	35
4.15.2	Verifiche elettriche MPPT 1 .....	36
4.15.3	Verifiche elettriche MPPT 2 .....	36
4.15.4	Verifiche elettriche MPPT 3 .....	37
4.16	IMPIANTO4 - GENERATORE 1 .....	38
4.16.1	Scheda tecnica.....	38
4.16.2	Verifiche elettriche MPPT 1 .....	39
4.16.3	Verifiche elettriche MPPT 2 .....	39
4.16.4	Verifiche elettriche MPPT 3 .....	40
4.17	IMPIANTO4 - GENERATORE 2 .....	41
4.17.1	Scheda tecnica.....	41
4.17.2	Verifiche elettriche MPPT 1 .....	42
4.17.3	Verifiche elettriche MPPT 2 .....	42
4.17.4	Verifiche elettriche MPPT 3 .....	43
4.18	SCHEDE TECNICHE MODULI.....	44
4.18.1	Modulo JW-HD144N575.....	44
4.19	SCHEDE TECNICHE INVERTER.....	45
4.19.1	Inverter SUN2000-215KTL-H3 .....	45
<b>5.</b>	<b>FORNITURA.....</b>	<b>46</b>
5.1	Punto di Connessione .....	46
5.1.1	Caratteristiche generali (PER CIASCUNO DEI 4 IMPIANTI DEL LOTTO).....	46
5.1.2	Cavo di collegamento .....	46
5.1.3	Dati del cavo.....	47
5.1.1	Resistenza di terra .....	47
5.1.2	Massima caduta di tensione all'interno dell'impianto.....	48
<b>6.</b>	<b>LOCALE CABINA.....</b>	<b>49</b>
<b>7.</b>	<b>IMPIANTO DI TERRA.....</b>	<b>50</b>
7.1	Impianto di terra per impianti a tensione nominale $\leq 1000$ V c.a. ....	50
<b>8.</b>	<b>PRESCRIZIONI SISTEMA MT TNS.....</b>	<b>52</b>
8.1	Protezione contro i contatti indiretti.....	52
8.2	Protezione contro le sovracorrenti.....	53
<b>9.</b>	<b>CABINE DI TRASFORMAZIONE.....</b>	<b>54</b>
9.1	Quadri di media tensione.....	54
9.2	TRASFORMATORI MT/BT.....	54
9.2.1	Trasformatori 1600 kVA .....	54
9.2.2	Trasformatori da 100 kVA.....	55
<b>10.</b>	<b>QUADRI ELETTRICI BT.....</b>	<b>57</b>

<b>11.</b>	<b>CONDUTTURE ELETTRICHE .....</b>	<b>58</b>
11.1	Distribuzione generale.....	58
11.1.1	Connessione alla rete: .....	58
11.1.2	Impianto di rete per la connessione: .....	58
11.1.3	Locale consegna: .....	58
11.1.4	Locale misura:.....	58
11.1.5	Misura dell'energia scambiata:.....	59
11.1.6	Punto di consegna: .....	59
11.1.7	Cavo di collegamento: .....	59
11.1.8	Apparecchiature elettriche di manovra e di misura in media tensione .....	59
11.1.9	Apparati elettronici.....	60
11.1.10	Informazioni riguardanti la rete MT dell'Ente distributore.....	60
11.2	Cabina di trasformazione MT/BT .....	60
11.2.1	Locale Utente.....	61
11.2.2	Locale Utente e/o cabina di trasformazione.....	61
11.2.3	Apparecchiature .....	62
11.2.4	Definizioni .....	62
11.2.5	Soluzioni realizzative e caratteristiche tecniche Cabina.....	63
11.2.6	Dispositivi costituenti la sezione MT Utente: .....	63
<b>12.</b>	<b>PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....</b>	<b>65</b>
12.1	Protezioni contro i contatti diretti .....	65
12.1.1	Protezione totale .....	65
12.1.2	Protezione parziale.....	65
12.1.3	Protezione addizionale .....	66
<b>13.</b>	<b>CADUTA DI TENSIONE NEGLI IMPIANTI UTILIZZATORI .....</b>	<b>67</b>
<b>14.</b>	<b>ILLUMINAZIONE .....</b>	<b>68</b>
14.1	Apparecchi di illuminazione per moduli LED.....	68
<b>15.</b>	<b>GRUPPI STATICI DI CONTINUITÀ (UPS).....</b>	<b>69</b>
<b>16.</b>	<b>APPARECCHIATURE E IMPIANTI AUSILIARI .....</b>	<b>70</b>
16.1	Installazione degli impianti TVCC.....	70
<b>17.</b>	<b>CAVI ELETTRICI PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI (EE).....</b>	<b>71</b>

## 1. GENERALITÀ

### 1.1 Premessa

Il presente studio riguarda l'iter autorizzativo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare, grazie al fenomeno di conversione fotovoltaica, da immettere nella rete elettrica nazionale.

Il progetto pone tra i suoi obiettivi quello di proiettare l'attuale sistema agricolo verso un "*Agricoltura 4.0: tecnologica, naturale e sostenibile*", attraverso la realizzazione di un parco fotovoltaico in cui agricoltura, allevamento e produzione elettrica si integrano ("agrovoltaico"), apportando reciprocamente significativi vantaggi.

Il progetto ricade nel procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale riguardante i progetti di competenza statale, come definito dall'Allegato II del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 (T.U. in materia ambientale, pubblicato su G.U. n. 88 del 14 aprile 2006) e dall'art. 31 comma 6 della L. n. 108 del 29 luglio 2021, conversione in Legge del D.L. n.77 del 31 maggio 2021, che include nelle competenze statali gli "impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW". La legge introduce, inoltre, anche una modifica alla legge n.27 del 24 marzo 2012 in merito ai modelli agrovoltaici, agli incentivi e alle modalità di monitoraggio.

Il presente progetto favorisce lo sviluppo sostenibile del territorio, coerentemente con gli impegni presi in ambito internazionale dall'Italia nell'ambito della gestione razionale dell'energia e della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera.

Il progetto è redatto ai fini della realizzazione dell'impianto fotovoltaico in questione, secondo le norme CEI ed in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni di E-distribuzione Spa.

### 1.2 Descrizione del progetto

La presente relazione generale riguarda una centrale agrovoltaica per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominata "BACCHILEDDU" con una potenza di picco di **13589,55 kWp**.

L'impianto sarà del tipo grid-connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di centrale, con connessione in antenna 15 kV alla Cabina Primaria Alghero 2 di e-distribuzione.

Il parco fotovoltaico è strutturato come lotto di quattro impianti.

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica trasmessa con il preventivo di connessione, dalla cabina primaria esistente di ALGHERO 2 di e-distribuzione, previa installazione di un nuovo quadro MT tipo container DY 770, partono due linee in cavo interrato 3x240 mmq. Le due linee alimentano

le quattro cabine di consegna da cui si dipartono i quattro impianti costituenti il lotto. La lunghezza della linea, dalla CP ALGHERO 2 fino al bordo lotto degli impianti fotovoltaici, è pari a circa 6500 metri. Essendo la lunghezza della linea maggiore di 5 km e-distribuzione richiede, lungo il percorso della stessa e in posizione intermedia tra la Cabina Primaria esistente ALGHERO 2 e il punto di consegna, la installazione di una cabina di sezionamento.

Gli impianti elettrici lato impianto sono trattati nella relazione specialistica PD-R03 - Relazione tecnica impianti elettrici lato produzione.

Le opere di rete saranno trattate nei documenti di progetto PD-R04, PD-Tav11 e PD-Tav12.

Il progetto è redatto secondo le norme CEI ed in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni di e-distribuzione S.p.A.

### 1.3 Tipo e ubicazione dell'immobile

L'impianto agrovoltaico è localizzato nel territorio del Comune di Sassari (SS).

Le opere di rete sono in parte nel Comune di Alghero (SS) (la parte iniziale in uscita dalla Cabina Primaria ALGHERO 2) e in parte nel Comune di Sassari. La cabina di sezionamento sarà in Comune di Sassari.

### 1.4 Caratteristiche generali

L'impianto agrovoltaico in esame sarà connesso in antenna a 15 kV alla Cabina Primaria (CP) esistente denominata ALGHERO 2 di e-distribuzione S.p.A.

Le opere di rete sono descritte nei documenti di progetto PD-R04, PD-Tav11 e PD-Tav12.

L'impianto avrà una potenza di picco pari a **13589,55 kWp**, uguale alla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati, e una potenza nominale di **11200 kW**, pari alla somma delle potenze in uscita (lato AC) degli **56** inverter fotovoltaici da **200 kW** presenti in impianto.

## 2. ELETTRDOTTO 15KV

Il parco fotovoltaico di cui trattasi è strutturato come lotto di 4 impianti distinti che condividono le stesse opere di rete. Gli elettrodotti MT presenti in progetto saranno in parte interni al parco fotovoltaico e in parte individuabili come opere di rete. Tutti gli elettrodotti MT sono gestiti alla tensione di rete di 15 kV

### 2.1 Elettrodotto 15 kV di rete.

L'elettrodotto MT facente parte delle opere di rete, così come configurato dalla Soluzione Tecnica fornita da e-distribuzione con il preventivo di connessione, è costituito da due linee in cavo di Al

3x240 mmq posate all'interno di due cavidotti interrati in tubo PVC corrugato di diametro nominale 160 mm.

Ciascuna linea alimenta due cabine di consegna poste a bordo lotto del parco fotovoltaico per un totale di quattro cabine di consegna.

Il cavo da cui sono costituite le due linee dell'elettrodotto di rete è rispondente alla unificazione ENEL DC4385C. Si tratta di un cavo tripolare ad elica visibile con conduttore in alluminio e isolante estruso in XLPE.

Dentro lo stesso scavo delle linee elettriche, all'interno di tubo in PVC rigido adatto allo scopo, sarà posata anche la fibra ottica necessaria a e-distribuzione per la trasmissione dei segnali da e verso le cabine di consegna.

L'elettrodotto di rete avrà una lunghezza di circa 6500 m e sarà posato per intero su strade pubbliche prevalentemente provinciali. Solo il tratto terminale sarà posato su strada pubblica comunale. Per i pochi tratti che interessano terreni privati sarà richiesta opportuna servitù di elettrodotto.

A circa metà percorso sarà posizionata la cabina di sezionamento del tipo omologato e-distribuzione DG2061 Ed. 09 standard Distribuzione con tetto a due falde e copertura in tegole. L'area di sedime della cabina di sezionamento è nelle disponibilità del Produttore e sarà ceduta, con apposito atto notarile, a e-distribuzione per entrare a far parte della rete pubblica di distribuzione. La posizione della cabina di sezionamento è rappresentata nella tavola di progetto PD-Tav12.

Lungo il suo percorso l'elettrodotto di rete non interferisce con corsi d'acqua classificati nel P.P.R. come beni paesaggistici ex art. 143 o come acque pubbliche ex R.D. 1775/33.

L'elettrodotto di rete attraversa i seguenti corsi d'acqua classificati come elementi idrici Strahler e normati dall'art. 30-ter delle NTA del PAI:

- Fiume 82184 – N. Strahler 2
- Canale di bonifica ID7324 - N. Strahler 2
- Fiume 82905 – N. Strahler 1
- Fiume 81656 – N. Strahler 2
- Fiume 81144 – N. Strahler 1
- Fiume 82699 – N. Strahler 1

L'elettrodotto attraverserà la Strada Provinciale 65 al km 15+755.

L'elettrodotto sarà posato nella cunetta sterrata delle seguenti strade provinciali:

- Strada Provinciale 55bis;

- Strada Provinciale 69;
- Strada Provinciale 65.

Per l'attraversamento dei fiumi e delle strade di importanza primaria è prevista la posa interrata mediante TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA (T.O.C.). per posare un tubo di polietilene PN 16 di diametro nominale 500 mm. Il cavidotto attraverserà i fiumi ad una profondità di 2 metri rispetto all'alveo degli stessi e la strada provinciale 65 ad una profondità di 2 metri rispetto alla superficie stradale.

Gli attraversamenti di corsi d'acqua e strade sono descritti nel documento di progetto definitivo PD-Tav09.

I dettagli dell'elettrodotto 15 kV di rete sono trattati negli elaborati di progetto PD-R04, PD-Tav11 e PD-Tav12.

Elettrodotto 15 kV interno al parco fotovoltaico.

Dalle quattro cabine di consegna di e-distribuzione partiranno altrettante linee in cavo con sezione 3x95 mmq, conduttore in rame e isolante estruso in XLPE. Tali linee collegheranno le cabine di consegna e-distribuzione alle quattro cabine di consegna utente poste nelle immediate vicinanze (vedi PD-Tav07).

Tutti i cavi di utilizzati per il collegamento interno dei sottocampi saranno cavi multipolari con conduttori in alluminio riuniti in elica visibile.

Tutti i cavi saranno posati entro cavidotti interrati in PVC corrugato flessibile con diametro 160 mm. Non sono presenti interferenze tra le linee interrate e corsi d'acqua.

Per il dettaglio dei tipologici di posa, si rimanda all'elaborato PD-Tav07.

La tensione di esercizio dei cavi è pari a 15kV. Le correnti nominali per ciascuna linea sono funzione della potenza vettoriata (vedi Schema elettrico unifilare AC rif. PD-Tav03 con allegati calcoli elettrici). La tabella che segue riporta le tipologie e le formazioni dei cavi MT utilizzati nelle diverse sezioni di impianto.

Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione	Impianto Fotovoltaico
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 1	CABINA DI SOTTOCAMPO 1-1	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 1
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 1	CABINA DI SOTTOCAMPO 1-2	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 1
Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione	Impianto Fotovoltaico
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 2	CABINA DI SOTTOCAMPO 2-1	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 2
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 2	CABINA DI SOTTOCAMPO 2-2	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 2
Partenza linea	Arrivo Linea	Tipo di cavo	Formazione	Impianto

				Fotovoltaico
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 3	CABINA DI SOTTOCAMPO 3-1	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 3
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 3	CABINA DI SOTTOCAMPO 3-2	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 3
<b>Partenza linea</b>	<b>Arrivo Linea</b>	<b>Tipo di cavo</b>	<b>Formazione</b>	<b>Impianto Fotovoltaico</b>
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 4	CABINA DI SOTTOCAMPO 4-1	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 4
CABINA DI CONSEGNA IMPIANTO 4	CABINA DI SOTTOCAMPO 4-2	ARG7H1R 12/20 KV tripolare elicordato	(3x50) mmq	IMPIANTO 4

Tutte le linee in cavo soddisfano la verifica termica prevista dalla normativa vigente, sia per quanto concerne le correnti di cortocircuito che per la tenuta termica dei cavi (vedi PD-Tav03 con allegati calcoli elettrici).

### 3. CARATTERISTICHE GENERALI

L'impianto agrivoltaico in esame sarà connesso direttamente alla rete MT 15kV. La trattazione dettagliata dell'impianto agrivoltaico e dei calcoli di progetto ad esso riferiti è riportata nel documento di progetto PD-R03.

L'impianto avrà una potenza di picco pari a **13589,55 kWp**, pari alla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati, e una potenza nominale di **11200 kW**, pari alla somma delle potenze in uscita (lato AC) degli **56** inverter fotovoltaici da **200 kW** presenti in impianto.

I moduli fotovoltaici saranno installati a terra mediante tracker monoassiali.

Il parco fotovoltaico è suddiviso in 4 impianti corrispondenti a **4 linee MT a 15 kV ARG7H1R 12/20 KV in cavo tripolare elicordato interrato** che collegano le quattro cabine MT di consegna e distribuzione alle quattro cabine MT di consegna utente poste nelle immediate vicinanze. Dalle quattro cabine di consegna utente partono le linee MT a 15 kV in cavo interrato che alimentano le cabine di trasformazione MT/BT di sottocampo. Ciascun impianto è diviso in sottocampi secondo il seguente schema:

- Impianto fotovoltaico1:
  - Sottocampo 1-1
  - Sottocampo 1-2
- Impianto fotovoltaico2:
  - Sottocampo 2-1
  - Sottocampo 2-2
- Impianto fotovoltaico3:
  - Sottocampo 3-1
  - Sottocampo 3-2
- Impianto fotovoltaico4:
  - Sottocampo 4-1

## ○ Sottocampo 4-2

Ciascun impianto fotovoltaico del lotto di impianti fa capo ad una cabina MT/BT (cabina di consegna utente) contenente un quadro MT 15 kV che raccoglie le linee interrate a 15 kV provenienti dai sottocampi. In ogni cabina di consegna utente è inoltre installato un trasformatore MT/BT 15kV/400V da 100 kVA e un quadro di BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto stesso. Sono previste 4 cabine di consegna utente.

Ciascun sottocampo fotovoltaico è alimentato da una cabina MT/BT (cabina di sottocampo) contenente al suo interno un quadro MT 15 kV, un trasformatore MT/BT 15kV/800V da 1600 kVA (in ogni impianto fotovoltaico sono presenti 2 cabine con trasformatore MT/bt da 1600 kVA) e un quadro BT. Dal quadro BT sono alimentati gli inverter da 200 kWac dislocati in campo. All'interno di ciascun impianto le cabine di sottocampo sono collegate a stella alla rispettiva cabina di consegna utente mediante linee **MT a 15 kV ARG7H1R 12/20 KV in cavo tripolare elicordato interrato**. Sono presenti in totale 8 cabine di sottocampo.

I moduli fotovoltaici, ciascuno con potenza nominale di picco pari a 575 Wp, saranno raggruppati in stringhe da 26 moduli.

Alla cabina di consegna utente 1 sono sottese 2 cabine di sottocampo

Alla cabina di consegna utente 2 sono sottese 2 cabine di sottocampo

Alla cabina di consegna utente 3 sono sottese 2 cabine di sottocampo

Alla cabina di consegna utente 4 sono sottese 2 cabine di sottocampo

Dai moduli fotovoltaici alle cabine inverter di ciascun sottocampo sono distribuite le linee DC in cavo interrato che collegano i moduli direttamente allo stadio di ingresso DC degli inverter.

Il parco fotovoltaico, organizzato come lotto di 4 impianti, avrà le seguenti caratteristiche:

N° TRACKER		NUMERO MODULI	
	TRACKER 1x26	867	22542
	TRACKER 1x13 MODULI	84	1092
TOTALE MODULI FTV			23634
<b>POTENZA TOTALE DC (STC) [MW<sub>dc</sub>]</b>			13,5896
POTENZA TOTALE AC [MW <sub>ac</sub> ]			11,2
RAPPORTO DC/AC			1,21335
RAPPORTO AC/DC			0,82416
<b>N° INVERTER</b>			56
N° MPP TOTALI			168
<b>N° STRINGHE DA 26 MODULI</b>			909
N° INVERTER CON 5x3 STRINGHE			33
N° INVERTER CON 6x3 STRINGHE			23

L'impianto 1 avrà le seguenti caratteristiche:

IMPIANTO 1			
N° TRACKER		NUMERO MODULI	
	TRACKER 1x26 MODULI	215	5590
	TRACKER 1x13 MODULI	26	338

TOTALE MODULI FTV	5928
<b>POTENZA DC CAMPO FV1 (STC) [MW<sub>dc</sub>]</b>	3,4086
POTENZA AC CAMPO FV1 [MW <sub>ac</sub> ]	2,8
RAPPORTO DC/AC CAMPO FV1	1,217357
<b>N° INVERTER</b>	14
N° MPP TOTALI	42
<b>N° STRINGHE DA 26 MODULI</b>	228
N° INVERTER CON 5x3 STRINGHE	8
N° INVERTER CON 6x3 STRINGHE	6

L'impianto 2 avrà le seguenti caratteristiche:

IMPIANTO 2		NUMERO MODULI
N° TRACKER		
TRACKER 1x26 MODULI	217	5642
TRACKER 1x13 MODULI	22	286
TOTALE MODULI FTV		5928
<b>POTENZA DC CAMPO FV1 (STC) [MW<sub>dc</sub>]</b>		3,4086
POTENZA AC CAMPO FV1 [MW <sub>ac</sub> ]		2,8
RAPPORTO DC/AC CAMPO FV1		1,217357
<b>N° INVERTER</b>		14
N° MPP TOTALI		42
<b>N° STRINGHE DA 26 MODULI</b>		228
N° INVERTER CON 5x3 STRINGHE		8
N° INVERTER CON 6x3 STRINGHE		6

L'impianto 3 avrà le seguenti caratteristiche:

IMPIANTO 3		NUMERO MODULI
N° TRACKER		
TRACKER 1x26 MODULI	215	5590
TRACKER 1x13 MODULI	26	338
TOTALE MODULI FTV		5928
<b>POTENZA DC CAMPO FV1 (STC) [MW<sub>dc</sub>]</b>		3,4086
POTENZA AC CAMPO FV1 [MW <sub>ac</sub> ]		2,8
RAPPORTO DC/AC CAMPO FV1		1,217357
<b>N° INVERTER</b>		14
N° MPP TOTALI		42
<b>N° STRINGHE DA 26 MODULI</b>		228
N° INVERTER CON 5x3 STRINGHE		8
N° INVERTER CON 6x3 STRINGHE		6

L'impianto 4 avrà le seguenti caratteristiche:

IMPIANTO 3		NUMERO MODULI
N° TRACKER		
TRACKER 1x26 MODULI	220	5720
TRACKER 1x13 MODULI	10	130
TOTALE MODULI FTV		5850
<b>POTENZA DC CAMPO FV1 (STC) [MW<sub>dc</sub>]</b>		3,3638
POTENZA AC CAMPO FV1 [MW <sub>ac</sub> ]		2,8
RAPPORTO DC/AC CAMPO FV1		1,201339
<b>N° INVERTER</b>		14
N° MPP TOTALI		42
<b>N° STRINGHE DA 26 MODULI</b>		225
N° INVERTER CON 5x3 STRINGHE		9
N° INVERTER CON 6x3 STRINGHE		5

## 4. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

### 4.1 Valenza dell'iniziativa

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

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

### 4.2 Attenzione per l'ambiente

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 23 871 038.14 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

#### 4.2.1 Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio combustibile fossile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
Risparmio combustibile fossile 1° anno [TEP]	4 463,88
Risparmio combustibile fossile in 30 anni [TEP]	124 809,98

Delibera EEN 3/08[2] del 20-03-2008 (GU n. 100 del 29.4.08 - SO n.107)

#### 4.2.2 Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera				
Emissioni evitate in atmosfera di	CO2	SOx	NOx	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	449,1000	0,0455	0,2054	0,0237
Emissioni evitate il 1° anno [t]	10 720,464	1,086	4,902	0,566
Emissioni evitate in 30 anni [t]	299 744,180	30,368	137,064	15,818

Rapporto ISPRA 363/2022: Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del settore elettrico

#### 4.3 Normativa di riferimento

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

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

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

#### 4.4 Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

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

#### 4.5 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è riportata di seguito.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA SU TRACKER MONOASSIALI. LOTTO DI 4 IMPIANTI FOTOVOLTAICI CONNESSI NI MEDIA TENSIONE A 15 kV.

## 4.6 Disponibilità della fonte solare

### 4.6.1 Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di SASSARI - BACCHILEDDU (SS) avente latitudine 40°.6953 N, longitudine 8°.2533 E e altitudine di 81 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m<sup>2</sup>]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.83	9.96	14.88	19.76	24.64	27.36	28.05	24.46	18.35	12.71	7.99	6.35

Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

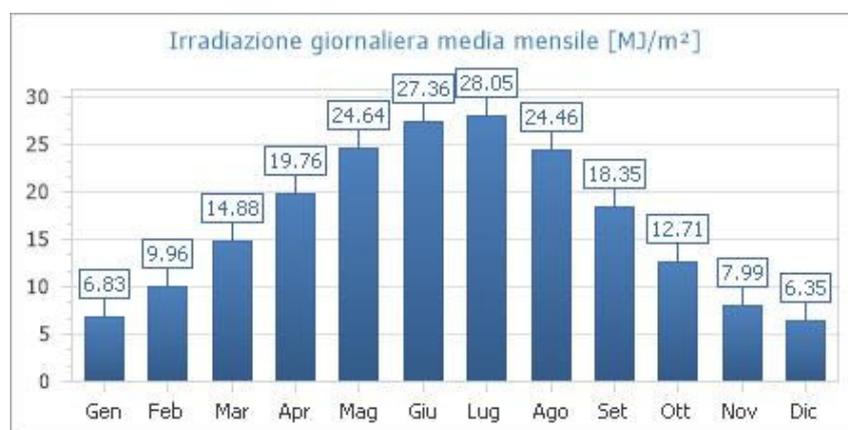


Fig. 1: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m<sup>2</sup>]- Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **6 138.20 MJ/m<sup>2</sup>** (Fonte dati: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)).

## 4.7 Fattori morfologici e ambientali

### 4.7.1 Ombreggiamento

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

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Di seguito il diagramma solare per il comune di SASSARI - BACCHILEDDU:

### DIAGRAMMA SOLARE

SASSARI - BACCHILEDDU (SS) - Lat. 40°.6953 N - Long. 8°.2533 E - Alt. 81 m  
 Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00

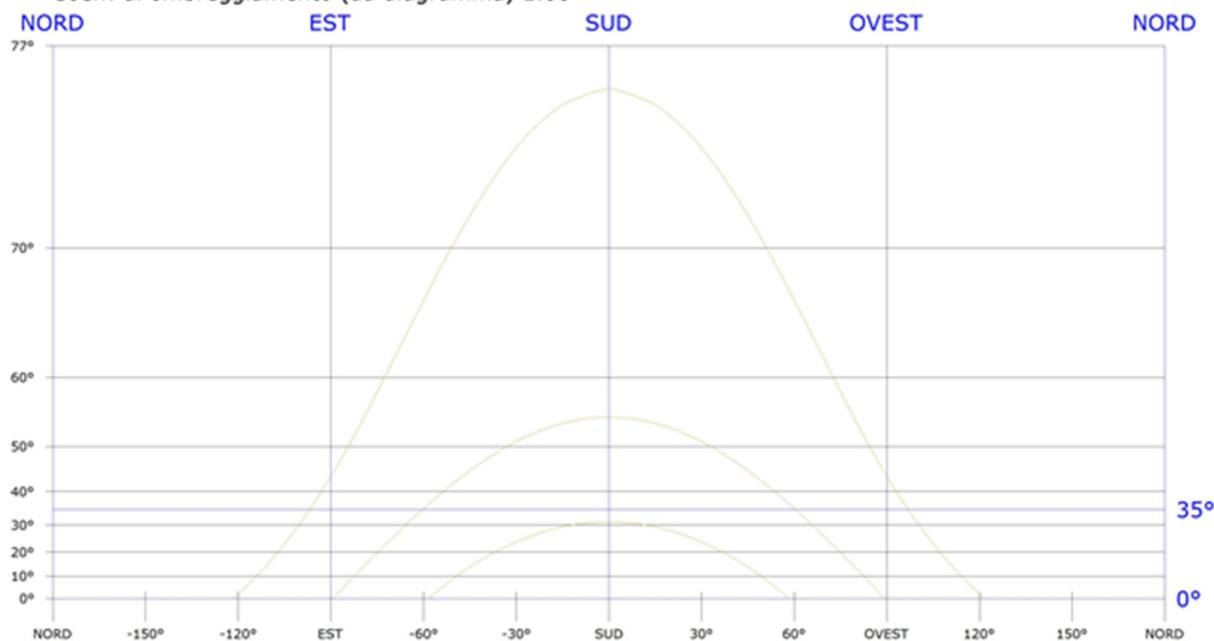


Fig. 2: Diagramma solare

#### 4.7.2 Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'albedo medio annuo è pari a **0.20**.

## 4.8 Procedure di calcolo

### 4.8.1 Criterio generale di progetto

---

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

### 4.8.2 Criterio di stima dell'energia prodotta

---

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.

- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

### **4.8.3 Criterio di verifica elettrica**

---

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

#### **TENSIONI MPPT**

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt\ min}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 0 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt\ max}$ ).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

#### **TENSIONE MASSIMA**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

#### **TENSIONE MASSIMA MODULO**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

#### **CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

#### **DIMENSIONAMENTO**

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

## **4.9 Dimensionamento dell'impianto**

### **4.9.1 Impianto BACCHILEDDU**

Il parco fotovoltaico "BACCHILEDDU" è costituito da un **lotto di 4 impianti** aventi codici POD **IT001E106114510**

IT001E106114528 IT001E106114480 IT001E106114552. Esso è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione.

Ha una potenza totale pari a **13 589.550 kW** e una produzione di energia annua pari a **23 871 038.14 kWh** (equivalente a **1 756.57 kWh/kW**), derivante da 23 634 moduli che occupano una superficie di 61 235.69 m<sup>2</sup>. Ciascun impianto, dal punto di vista della suddivisione delle stringhe sugli ingressi MPP degli inverter, è suddiviso in 2 generatori. Il primo generatore di ogni impianto è caratterizzato da inverter aventi 5 stringhe in parallelo per ogni ingresso MPP. Il secondo generatore è stato dimensionato con inverter aventi 6 stringhe in parallelo ad ogni ingresso MPP.

#### 4.9.2 Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Indirizzo	LOCALITA' BACCHILEDDU - AGRO DI SASSARI (SS)
CAP Comune (Provincia)	07100 SASSARI - BACCHILEDDU (SS)
Latitudine	40°.6953 N
Longitudine	8°.2533 E
Altitudine	81 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	6 138.20 MJ/m <sup>2</sup>
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	61 240 m <sup>2</sup>
Numero totale moduli	23 634
Numero totale inverter	56
Energia totale annua	23 871 038.14 kWh
Potenza totale	13 589.550 kW
Potenza fase L1	4 529.850 kW
Potenza fase L2	4 529.850 kW
Potenza fase L3	4 529.850 kW
Energia per kW	1 756.57 kWh/kW
BOS	86.61 %

### 4.9.3 Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **23 871 038.14 kWh**.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

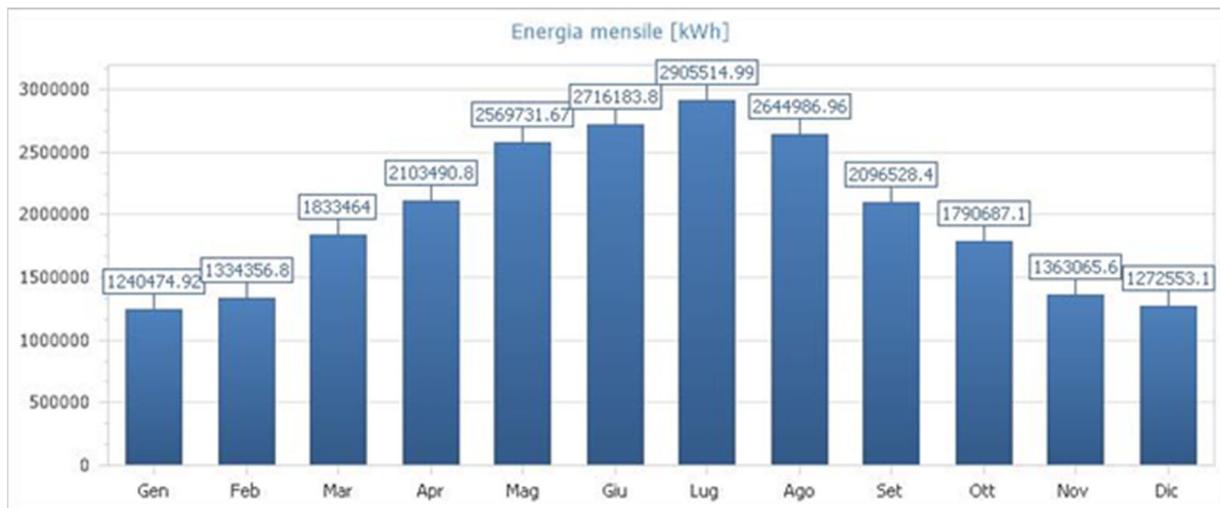


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

#### 4.10 IMPIANTO1 - GENERATORE 1

Il generatore, denominato "IMPIANTO1 - GENERATORE 1", ha una potenza pari a **1 794.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **3 151 291.63 kWh**, derivante da 3120 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

##### 4.10.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 794.000 kW
Energia totale annua	3 151 291.63 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	3120
Superficie totale moduli	8 083.92 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	130	5 x 26
2	130	5 x 26
3	130	5 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	8
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	89.19 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.10.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.10.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.10.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.11 IMPIANTO1 - GENERATORE 2

Il generatore, denominato "IMPIANTO1 - GENERATORE 2", ha una potenza pari a **1 614.600 kW** e una produzione di energia annua pari a **2 836 163.43 kWh**, derivante da 2808 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

##### 4.11.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 614.600 kW
Energia totale annua	2 836 163.43 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	2808
Superficie totale moduli	7 275.53 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	156	6 x 26
2	156	6 x 26
3	156	6 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	6
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	74.32 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.11.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.11.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.11.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

## 4.12 IMPIANTO2 - GENERATORE 1

Il generatore, denominato "IMPIANTO2 - GENERATORE 1", ha una potenza pari a **1 794.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **3 151 291.63 kWh**, derivante da 3120 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

### 4.12.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 794.000 kW
Energia totale annua	3 151 291.63 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	3120
Superficie totale moduli	8 083.92 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	130	5 x 26
2	130	5 x 26
3	130	5 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	8
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	89.19 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.12.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.12.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.12.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

### 4.13 IMPIANTO2 - GENERATORE 2

Il generatore, denominato "IMPIANTO2 - GENERATORE 2", ha una potenza pari a **1 614.600 kW** e una produzione di energia annua pari a **2 836 163.43 kWh**, derivante da 2808 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

#### 4.13.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 614.600 kW
Energia totale annua	2 836 163.43 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	2808
Superficie totale moduli	7 275.53 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	156	6 x 26
2	156	6 x 26
3	156	6 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	6
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	74.32 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.13.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.13.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	

Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	<b>VERIFICATO</b>
---	-------------------

#### 4.13.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>	
V <sub>m</sub> a 70 °C (962.25 V) maggiore di V <sub>mppt min.</sub> (500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
V <sub>m</sub> a 0 °C (1 204.53 V) minore di V <sub>mppt max.</sub> (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
V <sub>oc</sub> a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
V <sub>oc</sub> a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>CORRENTE MASSIMA</b>	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	<b>VERIFICATO</b>

#### 4.14 IMPIANTO3 - GENERATORE 1

Il generatore, denominato "IMPIANTO3 - GENERATORE 1", ha una potenza pari a **1 794.000 kW** e una produzione di energia annua pari a **3 151 291.63 kWh**, derivante da 3120 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

##### 4.14.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 794.000 kW
Energia totale annua	3 151 291.63 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	3120
Superficie totale moduli	8 083.92 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	130	5 x 26
2	130	5 x 26
3	130	5 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	8
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	89.19 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.14.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.14.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	

Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	<b>VERIFICATO</b>
---	-------------------

#### 4.14.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>CORRENTE MASSIMA</b>	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	<b>VERIFICATO</b>

#### 4.15 IMPIANTO3 - GENERATORE 2

Il generatore, denominato "IMPIANTO3 - GENERATORE 2", ha una potenza pari a **1 614.600 kW** e una produzione di energia annua pari a **2 836 163.43 kWh**, derivante da 2808 moduli

Il generatore ha una connessione trifase.

##### 4.15.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 614.600 kW
Energia totale annua	2 836 163.43 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	2808
Superficie totale moduli	7 275.53 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	156	6 x 26
2	156	6 x 26
3	156	6 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	6
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	74.32 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.15.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.15.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	

Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	<b>VERIFICATO</b>
---	-------------------

#### 4.15.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>CORRENTE MASSIMA</b>	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	<b>VERIFICATO</b>

#### 4.16 IMPIANTO4 - GENERATORE 1

Il generatore, denominato "IMPIANTO4 - GENERATORE 1", ha una potenza pari a **2 018.250 kW** e una produzione di energia annua pari a **3 545 203.70 kWh**, derivante da 3510 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

##### 4.16.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	2 018.250 kW
Energia totale annua	3 545 203.70 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	3510
Superficie totale moduli	9 094.41 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	130	5 x 26
2	130	5 x 26
3	130	5 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	9
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	89.19 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.16.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.16.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.16.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (70.85 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.17 IMPIANTO4 - GENERATORE 2

Il generatore, denominato "IMPIANTO4 - GENERATORE 2", ha una potenza pari a **1 345.500 kW** e una produzione di energia annua pari a **2 363 469.26 kWh**, derivante da 2340 moduli.

Il generatore ha una connessione trifase.

##### 4.17.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	2 028.38 kWh/m <sup>2</sup>
Numero superfici disponibili	1
Potenza totale	1 345.500 kW
Energia totale annua	2 363 469.26 kWh

Modulo	
Marca – Modello	JOLYWOOD - JW-HD144N575
Numero totale moduli	2340
Superficie totale moduli	6 062.94 m <sup>2</sup>

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	156	6 x 26
2	156	6 x 26
3	156	6 x 26

Inverter	
Marca – Modello	Huawei - SUN2000-215KTL-H3
Numero totale	5
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	74.32 % (VERIFICATO)

Tipo fase	Trifase

#### 4.17.2 Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.17.3 Verifiche elettriche MPPT 2

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

#### 4.17.4 Verifiche elettriche MPPT 3

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (962.25 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	VERIFICATO
Vm a 0 °C (1 204.53 V) minore di Vmppt max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C (1 417.73 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (85.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (100.00 A)	VERIFICATO

## 4.18 SCHEDE TECNICHE MODULI

### 4.18.1 Modulo JW-HD144N575

#### DATI GENERALI

Marca	JOLYWOOD
Modello	JW-HD144N575
Tipo materiale	Si monocristallino

#### CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	575.0 W
Im [A]	13.38
Isc [A]	14.17
Efficienza [%]	22.19
Vm [V]	43.00
Voc [V]	51.20

#### ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.2600
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.046
NOCT [°C]	42.0
Vmax [V]	1 500.00

#### CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2 285.00
Larghezza [mm]	1 134.00
Superficie [m <sup>2</sup> ]	2.591
Spessore [mm]	35.00
Peso [kg]	32.50
Numero celle	144

## 4.19 SCHEDE TECNICHE INVERTER

### 4.19.1 Inverter SUN2000-215KTL-H3

#### DATI GENERALI

Marca	Huawei
Modello	SUN2000-215KTL-H3
Tipo fase	Trifase

#### INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	500.00	1 500.00	1 500.00	100.00
2	500.00	1 500.00	1 500.00	100.00
3	500.00	1 500.00	1 500.00	100.00

Max pot. FV [W]                      215 000

#### PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	200 000
Tensione nominale [V]	800
Rendimento max [%]	99.00
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.60

#### CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	1,035 x 700 x 365
Peso [kg]	86.00

## 5. FORNITURA

Per gli utenti attivi, il punto di prelievo coincide con il punto di immissione verso la rete del distributore. Nel caso in esame il punto di consegna per l'impianto agrovoltico è in media tensione a 15 kV ed è, per ognuno dei 4 impianti del lotto, dislocato nella rispettiva cabina di consegna e-distribuzione.

### 5.1 Punto di Connesione

Ciascun impianto avrà origine dalla rispettiva cabina di consegna e-distribuzione posizionata a bordo lotto.

#### 5.1.1 Caratteristiche generali (PER CIASCUNO DEI 4 IMPIANTI DEL LOTTO)

Denominazione	ARRIVO LINEA MT E-DISTRIBUZIONE
Tensione dichiarata $\pm 10\%$ [V]	15 000
Stato del neutro	IT (Neutro compensato)
Frequenza [Hz]	50
Corrente simmetrica di cortocircuito trifase $I_k$ [A]	12,51
Corrente di guasto monofase a terra $I_F$ [A]	40
Tempo di eliminazione del guasto a terra $t_F$ [s]	>10

#### 5.1.2 Cavo di collegamento

Tratto di cavo, completo di terminazioni, che collega il punto di consegna ai morsetti di entrata del Dispositivo Generale di Utente MT.

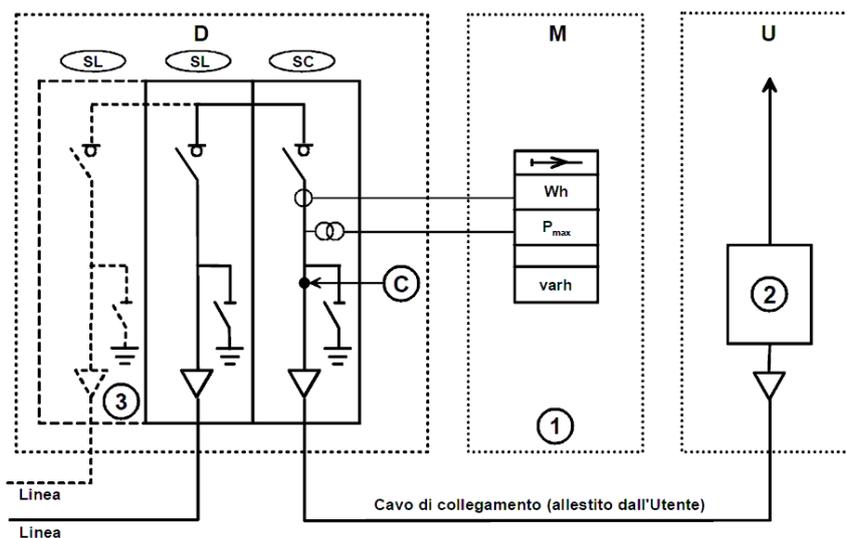


Figura 19 – Schema di collegamento fra la cabina consegna e impianto di Utente passivo

### 5.1.3 Dati del cavo

Sigla e descrizione della linea		F C-0
Sezione della linea	[mm <sup>2</sup> ]	3(1x95)
Lunghezza della linea	[m]	20
Caratteristiche della linea		143/4U_A8/30/1

(\*) La descrizione è composta da quattro elementi:

- 1) Valore K (per determinazione  $K^2S^2$ ), in funzione del tipo di isolamento
- 2) Tipo di posa – Secondo Norma CEI 64-8
- 3) Temperatura dell’ambiente in cui è posata la conduttura
- 4) Coefficiente di riduzione della portata per condutture adiacenti

#### 5.1.1 Resistenza di terra

La resistenza di terra dell’impianto impiegata per la verifica della protezione contro i contatti indiretti è la seguente:

Resistenza dell’impianto di terra a cui è collegato l’impianto elettrico in progetto	[Ω]	2
--	-----	---

### 5.1.2 Massima caduta di tensione all'interno dell'impianto

I calcoli di progetto sono stati effettuati in modo da garantire in tutto l'impianto un valore massimo della caduta di tensione, calcolata a partire dal punto di origine dell'impianto in progetto, sino a ciascuno dei carichi alimentati.

Caduta di tensione massima ammessa nell'impianto	[%]	2
---	-----	---

## 6. LOCALE CABINA

Il locale cabina deve avere caratteristiche statiche, meccaniche e strutturali adeguate al loro impiego, secondo quanto previsto dalle norme vigenti e dalle presenti prescrizioni.

All'interno del locale cabina deve essere posto il collettore (o nodo) principale di terra, al quale devono essere collegate tutte le masse e le masse estranee della cabina e delle installazioni, le masse dei quadri elettrici, il neutro dei trasformatori.

Il locale cabina deve avere la porta di accesso con chiusura a chiave. Le porte devono aprirsi verso l'esterno con un angolo di almeno 90° e devono essere dotate di un dispositivo in grado di mantenerle in posizione aperta.

L'accesso alla cabina deve essere vietato alle persone non addestrate per mezzo di cartelli ammonitori prescritti dal D.lgs 81/08. (Per i lavori elettrici fare riferimento alla Norma CEI 11-27).

Il raffreddamento della sottostazione prefabbricata deve effettuarsi preferibilmente mediante ventilazione naturale.

Nell'impianto in questione sono presenti:

- N. 4 cabine di consegna Distributore tipo DG 2061 ed. 09 complete di vano misure;
- N. 4 cabine di consegna utente;
- N. 8 cabine MT/BT di sottocampo.

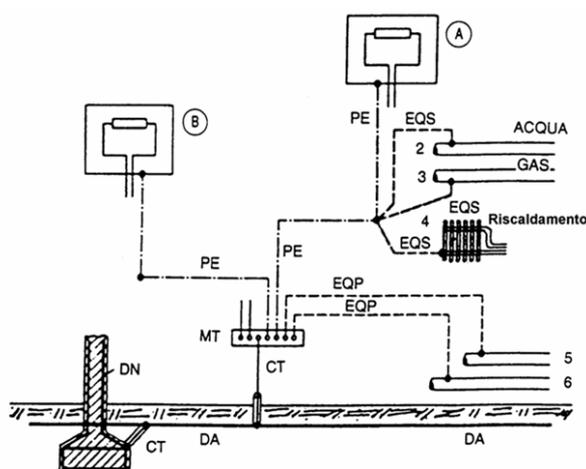
I locali cabina MT sono descritti nel documento di progetto PD-Tav08.

## 7. IMPIANTO DI TERRA

Per impianto di terra si intende l'insieme dei seguenti elementi:

- dispersori
- conduttori di terra
- collettore o nodo principale di terra
- conduttori di protezione
- conduttori equipotenziali

L'impianto di terra in esame è trattato in maniera dettagliata nel documento di progetto PD-R03



DA:	Dispersore intenzionale
DN:	Dispersore naturale (di fatto)
CT:	Conduttore di terra (tratto di conduttore non in contatto elettrico con il terreno)
MT:	Collettore (o nodo) principale di terra
PE:	Conduttore di protezione
EQP:	Conduttori equipotenziali principali
EQS:	Conduttori equipotenziali supplementari (per es. in locale da bagno)
A-B	Masse
2,3,4,5,6	Masse estranee

### 7.1 Impianto di terra per impianti a tensione nominale $\leq 1000$ V c.a.

L'impianto di messa a terra deve essere realizzato secondo la Norma CEI 64-8, tenendo conto delle raccomandazioni della "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario" (CEI 64-12); nelle pagine seguenti si riassumono le principali prescrizioni relative agli impianti di bassa tensione.

In ogni impianto utilizzatore deve essere realizzato un impianto di terra unico. A detto impianto devono essere collegate tutte le masse e le masse estranee esistenti nell'area dell'impianto utilizzatore, la terra di protezione e di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi utilizzatori (ove esistenti: centro stella dei trasformatori, impianto contro i fulmini, ecc.).

L'esecuzione dell'impianto di terra va correttamente programmata nelle varie fasi della costruzione e con le dovute caratteristiche. Infatti, alcune parti dell'impianto di terra, tra cui il dispersore,

possono essere installate correttamente (ed economicamente) solo durante le prime fasi della costruzione, con l'utilizzazione dei dispersori di fatto (ferri del cemento armato, tubazioni metalliche ecc.).

Per impianto di terra si intende l'insieme dei seguenti elementi:

- dispersori
- conduttori di terra
- collettore o nodo principale di terra
- conduttori di protezione
- conduttori equipotenziali

L'impianto di terra è descritto nel documento di progetto PD-Tav05

## 8. PRESCRIZIONI SISTEMA MT TNS

### 8.1 Protezione contro i contatti indiretti

Guasti a terra lato M.T.

Il dispersore di terra degli impianto in MT deve essere dimensionato in modo che la sua resistenza di terra  $R_E$  sia di valore tale che, in relazione al coordinamento con i dispositivi di protezioni di media tensione (tempi di intervento in funzione del valore della corrente di guasto) per guasti verso massa nel sistema MT, le tensioni di contatto  $U_T$  siano contenute entro i limiti della curva di sicurezza (tensioni di contatto ammissibili  $U_{TP}$ , in funzione della durata del guasto  $t_F$ ) riportata nella Norma CEI 99-3.

In particolare, è necessario verificare che la tensione totale di terra  $U_E$  risulti inferiore al valore di  $U_{TP}$ .

$$U_E = R_E \times I_E \leq U_{TP}$$

$I_E$  = Corrente di terra. Nel calcolo pratico viene fatta coincidere con la corrente di guasto a terra  $I_F$ . Il valore di  $I_F$  deve essere richiesto all'Ente distributore.

Guasti a terra lato B.T. - Interruzione automatica dell'alimentazione

La protezione contro i contatti indiretti potrà essere assicurata tramite interruzione automatica dell'alimentazione per mezzo di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o per mezzo di interruttori differenziali.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti devono essere tali che, se si presenta un guasto di impedenza trascurabile in qualsiasi parte dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione o una massa, l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi specificati, soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s \times I_a \leq U_o$$

Dove:

$Z_s$  = impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;

$I_a$  = è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A in funzione della tensione nominale  $U_o$  per circuiti terminali fino a 32A, o entro un tempo convenzionale non superiore a 5 s per gli altri circuiti; se si usa un interruttore differenziale  $I_a$  è la corrente differenziale nominale di intervento;

$U_0$  = è la tensione nominale verso terra in volt in c.a. e in c.c.

## 8.2 Protezione contro le sovracorrenti

Il progetto delle misure di protezione contro le sovracorrenti è stato eseguito considerando le possibili condizioni di sovraccarico e cortocircuito. La trattazione completa è presente nel documento di progetto PD-R03

Protezione contro i sovraccarichi

La verifica della protezione contro i sovraccarichi è stata effettuata secondo i seguenti criteri:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove:

$I_b$  = Corrente di impiego del circuito

$I_n$  = Corrente nominale del dispositivo di protezione

$I_z$  = Portata in regime permanente della conduttura in funzione del tipo di cavo e del tipo di posa del cavo

$I_f$  = Corrente di funzionamento del dispositivo di protezione

Protezione contro i cortocircuiti

La verifica della protezione contro i cortocircuiti nell'impianto in è stata effettuata secondo i seguenti criteri:

$$I_{ccMax} \leq p.d.i. \quad I^2t \leq K^2 S^2$$

Dove:

$I_{ccMax}$  = Corrente di corto circuito massima

$p.d.i.$  = Potere di interruzione apparecchiatura di protezione

$I^2t$  = Integrale di Joule dalla corrente di corto circuito presunta (valore letto sulle curve delle apparecchiature di protezione)

$K$  = Coefficiente della conduttura utilizzata

115 per cavi isolati in PVC

135 per cavi isolati in gomma naturale e butilica

143 per cavi isolati in gomma etilenpropilenica e polietilene reticolato

$S$  = Sezione della conduttura

## 9. CABINE DI TRASFORMAZIONE

A valle dei punti di consegna dell'energia sono dislocate le 4 cabine di consegna utente contenenti i quadri MT che alimentano le 12 cabine di trasformazione MT/BT dislocate in campo (cabine di sottocampo). Sono presenti n. 3 cabine di sottocampo per ogni impianto del lotto di impianti. Le cabine trasformazione conterranno ciascuna i quadri MT di protezione dei trasformatori, i trasformatori MT/BT e i quadri BT che alimentano gli inverter e le utenze in campo. Le apparecchiature presenti nelle cabine MT/BT di consegna utente e di sottocampo, sono dettagliate negli schemi unifilari AC (PD-Tav03).

### 9.1 Quadri di media tensione

I quadri di media tensione dovranno essere costruiti secondo la norma CEI EN 62271-200: 2012-07 e realizzati con un involucro metallico del tipo ad unità funzionali modulari. I quadri di media tensione sono dislocati all'interno delle cabine MT secondo lo schema unifilare di progetto (PD-Tav03)

### 9.2 TRASFORMATORI MT/BT

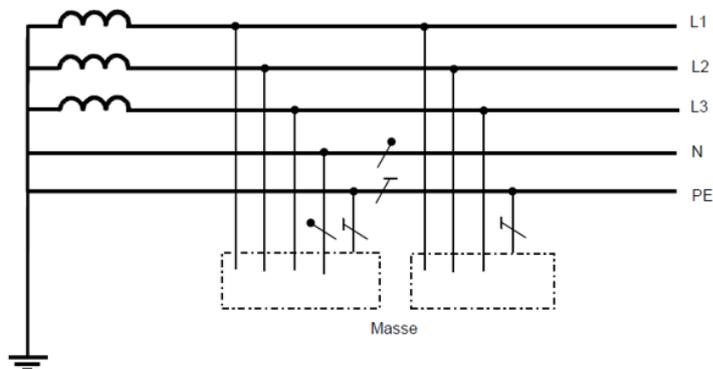
#### 9.2.1 Trasformatori 1600 kVA

È prevista la fornitura in opera di n. 8 trasformatori MT/BT da 1600 kVA per l'alimentazione dei sottocampi fotovoltaici. I trasformatori dovranno avere le seguenti caratteristiche tecniche:

Potenza nominale	1600 KVA
Tensione nominale $V_{n1}/V_{n2}$	15000/800 V
Collegamento	Dyn11
Tensione di cortocircuito [%]	6
Isolamento	resina
Protezione sovratemperatura 49	---
Protezione relè omopolare 51G - corrente	$I_n = 0 \text{ A}$
Protezione relè omopolare 51G - tempo	$t = 0 \text{ s}$
Rifasamento fisso trasformatore	20,8 [kvar]

Il trasformatore sar  alimentato dal quadro elettrico BT del campo 1 tramite una linea in cavo ARG7R di sezione 3(3x240) + (2x240)+(1PE240).

Collegamento a terra: Riferimento normativo Sistema TN-S: Norma CEI 64-8 Art. 312.2.1



### 9.2.2 Trasformatori da 100 kVA

È prevista la fornitura in opera di n. 4 trasformatori MT/BT per l'alimentazione degli impianti ausiliari (uno per ogni cabina di consegna utente). Il trasformatore dovr  avere le seguenti caratteristiche tecniche:

Potenza nominale	100 kVA
Tensione nominale Vn <sub>1</sub> /Vn <sub>2</sub>	15000/400 V
Collegamento	Dyn11
Tensione di cortocircuito [%]	Vcc 6
Isolamento	resina
Protezione sovratemperatura 49	---
Protezione rel� omopolare 51G - corrente	In = 0 A
Protezione rel� omopolare 51G - tempo	t = 0 s
Rifasamento fisso trasformatore	2,5 [kvar]

---

Il trasformatore sarà alimentato dal quadro elettrico BT del campo 1 tramite una linea di sezione  $3(1 \times 120) + (1 \times 75) + (1 \text{PE} 75)$ .

Collegamento a terra: Riferimento normativo Sistema TN-S: Norma CEI 64-8 Art. 312.2.1

## 10. QUADRI ELETTRICI BT

I quadri elettrici sono componenti dell'impianto elettrico che costituiscono i nodi della distribuzione elettrica, principale e secondaria, per garantire in sicurezza la gestione dell'impianto stesso, sia durante l'esercizio ordinario, sia nella manutenzione delle sue singole parti.

Nei quadri elettrici sono contenute e concentrate le apparecchiature elettriche di sezionamento, comando, protezione e controllo dei circuiti.

In generale i quadri elettrici vengono realizzati sulla base di uno schema o elenco delle apparecchiature con indicate le caratteristiche elettriche dei singoli componenti con particolare riferimento alle caratteristiche nominali, alle sezioni delle linee di partenza e alla loro identificazione sui morsetti della morsettiera principale.

La costruzione di un quadro elettrico che consiste nell'assemblaggio delle strutture e nel montaggio e cablaggio delle apparecchiature elettriche all'interno di involucri o contenitori di protezione, deve essere sempre fatta seguendo le prescrizioni delle normative specifiche.

Per le caratteristiche dettagliate dei quadri di distribuzione e per i calcoli elettrici si rimanda agli Schemi unifilari AC (PD-Tav03)

## 11.CONDUTTURE ELETTRICHE

Le caratteristiche dei cavi utilizzati (tipologia, formazione e sezione) si rimanda al documento di progetto PD-Tav. 03.

### 11.1 Distribuzione generale

#### 11.1.1 Connessione alla rete:

Per la connessione in MT si devono prevedere:

- Un'area disponibile e la realizzazione delle opere civili (manufatto cabina)
- Eventuali apparecchiature elettriche di manovra e di misura in media tensione
- Eventuale Rack

Per una analisi dettagliata delle opere di connessione alla rete si rimanda agli elaborati di progetto PD-R04, PD-R05b, PD-Tav11 e PD-Tav12.

Le regole tecniche di connessione di impianti attivi e passivi alla rete elettrica di media tensione sono sancite dalla Norma CEI 0-16, che ha sostituito le prescrizioni dei singoli distributori.

#### 11.1.2 Impianto di rete per la connessione:

L'Utilizzatore deve mettere a disposizione dell'Ente Distributore dei locali per l'impianto di consegna e per la misura rispettando le prescrizioni previste al par. 8.5.9 della Norma CEI 0-16.

Le dimensioni del locale consegna devono di regola consentire l'adozione dello schema di connessione in entra-esce, la somministrazione di forniture in BT a soggetti diversi rispetto al richiedente la connessione alla rete elettrica e l'eventuale installazione di un Rack per la razionalizzazione degli apparati elettronici.

Detti locali devono avere caratteristiche statiche e meccaniche adeguate alle sollecitazioni dovute al montaggio degli impianti interni e devono essere conformi alle prescrizioni del Distributore (tabella di Unificazione e-distribuzione). Per le caratteristiche dei manufatti descritti

#### 11.1.3 Locale consegna:

Locale, con accesso diretto da strada pubblica, riservato all'impianto di rete per la consegna/connessione.

#### 11.1.4 Locale misura:

Locale, con accesso diretto da strada pubblica e con accesso per il cliente, in cui sono installati i complessi di misura.

### 11.1.5 Misura dell'energia scambiata:

Nel punto di interconnessione tra la rete di Distribuzione e l'Utente deve essere installata un'Apparecchiatura di Misura (AdM) in grado di registrare l'energia scambiata (qualora necessario, in entrambe le direzioni) tra le due reti su base oraria:

- per i punti di prelievo, nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di consegna
- per i punti di immissione, nell'impianto di utenza per la connessione immediatamente a valle o monte del DG

L'utilizzatore deve verificare quanto stabilito con l'Ente Distributore nella richiesta di connessione alla rete elettrica (Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio).

### 11.1.6 Punto di consegna:

Il Punto di consegna o Punto di Connessione (PdC) è ubicato nell'impianto di rete per la connessione ed è definito dai morsetti a valle del dispositivo di sezionamento del Distributore che alimenta l'impianto Utente. Il punto di connessione definisce il confine di competenza per quanto riguarda i circuiti di potenza.

### 11.1.7 Cavo di collegamento:

Tratto di cavo, completo di terminazioni, che collega il punto di connessione ai morsetti di entrata del Dispositivo Generale di Utente MT (fornito e posato dall'Utente). Il cavo di collegamento deve essere di sezione almeno equivalente a 95 mm<sup>2</sup> di rame con la minore lunghezza possibile ( $\leq 20\text{m}$ ) e tensione di isolamento precisata dal distributore (CEI 0-16 paragrafo 5.2.1.9). Nel caso in esame il cavo di collegamento dovrà essere RG7H1R 12/20 kV con sezione 3x(1x95) mm<sup>2</sup>.

### 11.1.8 Apparecchiature elettriche di manovra e di misura in media tensione

In base a quanto concordato nella richiesta di connessione alla rete elettrica, l'Utente, oltre a dover predisporre un'area disponibile e dover realizzare le opere civili (manufatto cabina) per l'installazione della cabina di consegna, potrebbe anche provvedere agli scomparti modulari (arrivo linea e consegna energia) da installare nel locale consegna e farsi carico della realizzazione delle opere di intervento sulla rete esistente dell'Ente distributore.

Le apparecchiature elettriche di manovra sono di tipo prefabbricato con involucro metallico collegato a terra.

Le apparecchiature possono essere costituite da scomparti divisori per essere accoppiati tra di loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura, o da un quadro isolato in SF<sub>6</sub>, conforme alla specifica tecnica dell'Ente distributore (es. DY802 o DY900 di Enel Distribuzione).

Per la trasformazione potrà essere utilizzato uno scomparto con fusibili (es. DY803/16 o DY803/216 di Enel Distribuzione).

Riguardo alla realizzazione della cabina di consegna, le possibili configurazioni di connessione sono:

- In entra-esce
- In antenna

### 11.1.9 ApparatI elettronici

Per la razionalizzazione degli apparati elettronici potrebbe essere installato un quadro Rack.

#### 11.1.10 Informazioni riguardanti la rete MT dell'Ente distributore

L'Ente distributore comunica le informazioni riguardanti la rete MT di alimentazione per il dimensionamento delle apparecchiature, la taratura dei dispositivi di protezione, il progetto e la verifica dell'impianto di terra.

I parametri comunicati dal distributore sono:

Tensione nominale di esercizio:

- 15 kV

Frequenza nominale: 50 Hz

Corrente di corto circuito trifase (ai fini del dimensionamento delle apparecchiature):

- 12,5 kA

Esercizio del neutro:

- neutro a terra compensato (NC)

Esistenza dell'impianto di messa a terra globale:

- NO

## 11.2 Cabina di trasformazione MT/BT

Riferimenti normativi Generali:

- CEI EN 62271-202 (17-103) Sottostazioni prefabbricate ad Alta tensione/bassa tensione.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 0-15: Manutenzione delle cabine elettriche MT/BT dei clienti/utenti finali.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-37: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV.

- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-3 (CEI EN 50522): Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.
- CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/Utente finale.
- CEI 11-48 (CEI EN 50110-1): Esercizio degli impianti elettrici – Prescrizioni generali.
- CEI 11-49 (CEI EN 50110-2): Esercizio degli impianti elettrici – Allegati nazionali.
- CEI EN 50160: Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

Riferimenti legislativi:

- Testo Unico Sicurezza 81/08.
- DM 14/01/08 Norme tecniche per le costruzioni.
- DPR n. 462 del 22/10/01 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi".

### 11.2.1 Locale Utente

Il locale adiacente al locale di consegna, per la sezione ricevitrice dell'impianto utilizzatore prende il nome di "locale Utente". La Norma CEI 0-16 prescrive per gli impianti di utenti passivi le caratteristiche del "Dispositivo Generale" (DG) e del "Sistema di Protezione Generale" (SPG) da predisporre a carico dell'utente ma finalizzati alla protezione della linea MT dell'Ente Distributore di energia elettrica e non dell'utente.

Per gli impianti di utenti attivi, oltre a quanto sopra, vanno previsti un "Dispositivo Di Interfaccia" (DDI), un "Sistema di Protezione di Interfaccia" (SPI) e un "Dispositivo Di Generatore" (DDG).

### 11.2.2 Locale Utente e/o cabina di trasformazione

Il locale Utente e la cabina di trasformazione MT/BT possono coincidere in un'unica struttura o essere realizzati in due locali separati. Il cavo di collegamento tra il punto di consegna e l'ingresso del DG di norma non deve superare la lunghezza di 20 m; se il locale Utente può essere installato adiacente al locale di consegna (di proprietà dell'Ente Distributore ma a carico dell'Utente) ne consegue che il locale Utente e la cabina di trasformazione coincidono; diversamente il locale Utente viene posizionato nelle immediate vicinanze del punto di consegna (in questo caso se la

lunghezza cavo di collegamento dovesse superare i 20 m sarà necessario l'accordo tra Utente ed Ente Distributore) mentre la cabina di trasformazione viene installata presso l'utenza.

In conseguenza delle due possibili configurazioni, si potranno prospettare tre differenti tipologie di locali:

- Locale Utente
- Cabina di trasformazione
- Locale Utente/cabina di trasformazione

### 11.2.3 Apparecchiature

Di seguito per ciascuna configurazione di cui sopra sono elencate le apparecchiature da predisporre.

Locale Utente/Cabina di Trasformazione

- Sezione ricevitrice MT Utente (DG) coincidente per la protezione trasformatore lato MT
- SPG
- DDI, SPI e DDG)
- Sezione misure in MT, AdM
- Trasformatore di potenza MT/BT
- Sezione BT
- Sezione misure in BT
- Sezione ausiliari
- Accessori di cabina

### 11.2.4 Definizioni

Dispositivo Generale (DG)

Apparecchiatura di manovra e sezionamento la cui apertura assicura la separazione dell'intero impianto dall'Utente della rete.

Sistema di Protezione Generale (SPG)

Sistema di protezione associato al DG. I circuiti di alimentazione del SPG (compreso l'eventuale data logger) e i circuiti di comando del DG devono essere alimentati da un'unica sorgente di tensione ausiliaria, la cui disponibilità deve essere garantita da un UPS o batterie tampone per almeno un'ora.

Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Dispositivo in grado di assicurare sia la separazione di una porzione dell'impianto dell'Utente (generatori e carichi privilegiati) permettendo il loro funzionamento in modo isolato, sia il funzionamento dell'impianto in parallelo alla rete.

Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI)

Sistema di protezione associato al DDI.

Dispositivo Di Generatore (DDG)

Dispositivo in grado di escludere dalla rete i soli gruppi di generazione singolarmente.

### 11.2.5 Soluzioni realizzative e caratteristiche tecniche Cabina

Caratteristiche costruttive della cabina:

monoblocco in cav (cemento armato vibrato)

Caratteristiche di protezione della cabina:

Grado di protezione IP: IP 23D

Grado di resistenza meccanica IK: IK 10

Caratteristiche del quadro:

Tensione nominale: 15 kV

Frequenza nominale: 50 Hz

Corrente nominale delle sbarre principali: 630 A

### 11.2.6 Dispositivi costituenti la sezione MT Utente:

Dispositivo Generale

apparecchio integrato contenente un interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare a monte dell'interruttore

Il circuito di sgancio del DG può essere realizzato secondo due modalità: a mancanza di tensione o a lancio di corrente. Nel primo caso una bobina determina lo sgancio del DG quando al venir meno della tensione risulta essa stessa disalimentata, mentre nel secondo caso lo sgancio viene comandato attraverso l'invio di un impulso di corrente generato successivamente alla mancanza di tensione. In quest'ultimo caso l'evento viene memorizzato nel dispositivo data logger.

Tipologia di circuito di sgancio del DG:

a lancio di corrente se la PG è provvista di data logger

Dispositivo per la messa a terra

Per eseguire in sicurezza alcune operazioni di manutenzione è necessario effettuare la messa a terra e in cortocircuito della sezione MT dell'impianto utente.

A questo scopo è possibile utilizzare due tipologie di dispositivo di messa a terra:

☒ un sezionatore di terra (provvisto di chiave libera in possesso del Distributore ed azionabile solo dopo la messa fuori servizio della linea MT del Distributore)

Segnalazione presenza tensione

È fatto obbligo installare, a monte e a valle del DG, dei dispositivi capacitivi di segnalazione presenza tensione.

Sistema Protezione Generale SPG

Il SPG è composto da un relè di Protezione Generale (PG), riduttori amperometrici, omopolare ed eventualmente voltmetrici e dai circuiti di apertura del DG.

Per la scelta delle protezioni da associare al relè PG, bisogna verificare l'estensione dei cavi MT a valle del DG. Nel caso in cui il locale utente e la cabina di trasformazione siano installati separatamente, se la somma delle lunghezze di ciascuna linea in cavo che collega il locale utente con ciascun punto di trasformazione (Cabina di Trasformazione) supera i 530 m (per tensione nominale pari a 15 kV), bisogna aggiungere una protezione direzionale di terra (67N) per far fronte al contributo dei cavi MT dell'utente alla corrente di guasto a terra.

Sugli Schemi unifilari AC sono riportate nel dettaglio le protezioni implementate sul SPG.

Linea MT tra quadri MT e trasformatori

Le linee in cavo che alimentano i trasformatori MT/BT avranno le seguenti caratteristiche generali:

- sigla CEI/UNEL ARG7H1R o similare
- sezione: vedi Schemi unifilari AC
- conduttore Alluminio

Riduttori di tensione e/o corrente associati al relè PG

Per le misure di tensioni e correnti bisogna associare alle protezioni (relè) dei riduttori/trasformatori di protezione. I riduttori, in relazione alle caratteristiche costruttive, si distinguono in trasformatori induttivi (tradizionali), TA-I e TV-I, TO-I, e trasformatori non induttivi, TA-NI e TV-NI, TO-NI.

Le due tipologie, induttivi e non induttivi, seguono regole di installazione differenti (vd. CEI 0 -16).

Esistono dispositivi (sensori combinati di tensione e di corrente) che fungono contemporaneamente da TA-NI e TV-NI.

## 12. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La Norma CEI 64-8 prevede varie misure di protezione contro i contatti diretti e indiretti.

Per quanto riguarda gli impianti elettrici si rammentano le disposizioni dell'articolo 6 del DM 37/08.

### 12.1 Protezioni contro i contatti diretti.

#### 12.1.1 Protezione totale

Protezione mediante isolamento delle parti attive:

- tutte le parti attive devono essere adeguatamente isolate
- l'isolamento deve essere rimosso solo mediante distruzione
- l'isolamento dei quadri elettrici deve soddisfare le relative Norme

Protezione mediante involucri o barriere

- gli involucri o le barriere devono assicurare un grado di protezione IP2X o IPXXB e per le superfici orizzontali superiori, a portata di mano, devono assicurare il grado IP4X o IPXXD

Quando è necessario aprire un involucro o rimuovere una barriera, ciò deve essere possibile solo:

- con uso di chiave o attrezzo
- se, dopo l'interruzione dell'alimentazione alle parti attive contro le quali le barriere o gli involucri offrono protezione, il ripristino dell'alimentazione sia possibile solo dopo la sostituzione o la richiusura delle barriere o degli involucri stessi
- se, quando una barriera intermedia con grado di protezione non inferiore a IP2X o IPXXB protegge dal contatto con parti attive, tale barriera possa essere rimossa solo con l'uso di una chiave o attrezzo

#### 12.1.2 Protezione parziale

Protezione mediante ostacoli:

Possono essere rimossi senza l'uso di chiave o attrezzo ma devono essere fissati in modo tale da impedire la rimozione accidentale.

Gli ostacoli devono impedire:

- l'avvicinamento non intenzionale a parti attive
- il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione

Protezione mediante distanziamento:

Parti simultaneamente accessibili a tensione diversa non devono essere a portata di mano.

### 12.1.3 Protezione addizionale

L'uso di interruttori differenziali, con corrente differenziale nominale di intervento non superiore a 30 mA, è riconosciuto come protezione addizionale contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione o di incuria da parte degli utilizzatori.

### 13.CADUTA DI TENSIONE NEGLI IMPIANTI UTILIZZATORI

Si raccomanda che la caduta di tensione non superi, in qualsiasi punto dell'impianto utilizzatore e col relativo carico di progetto, il 4% della tensione nominale solo in mancanza di specifiche indicazioni da parte del committente. Nel caso in esame, al fine di limitare le perdite nelle linee interne e massimizzare l'energia riversata in rete, è stato posto un limite pari al 2 % alla massima caduta di tensione.

## 14. ILLUMINAZIONE

Per l'illuminazione delle aree esterne sono previsti apparecchi illuminanti LED di tipo stradale installati su pali conici con altezza fuori terra di 9 metri.

### 14.1 Apparecchi di illuminazione per moduli LED

Inquinamento luminoso:

Zona 1

Di seguito i calcoli illuminotecnici eseguiti per una interdistanza di 40 metri e una altezza di installazione di 9 metri f.t.

#### Risultati dei calcoli illuminotecnici e Parametri di Uniformità

##### Inquinamento Luminoso

Rapporto Medio - Rn -
0.00 %

##### Riepilogo Risultati dei Calcoli

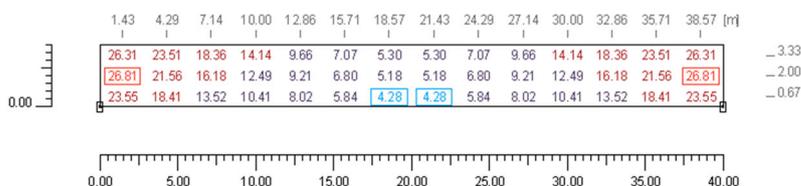
EN 13201:2015

1 - Carreggiata A	Risultati Valori di Riferimento - Classe P3	EAV = 13.65 lux ✓ EAV ≥ 7.50 lux	EMIN = 4.28 lux ✓ EMIN ≥ 1.50 lux			
	Oss. 1) [x=-60.00 y=2.00] m Oss.TI [x=-20.63 y=2.00] m Lv = 0.06	Lav = 0.89 cd/m² *	Uo(l) = 0.58 *	Ut = 0.46 *	fri = 3.80 % *	

##### Valori di Illuminamento su carreggiata

Risultati	Medio	Minimo	Massimo	Min/Medio	Min/Max	Medio/Max
Illuminamento Orizzontale (E)	13.65 lux	4.28 lux	26.81 lux	0.31	0.16	0.51

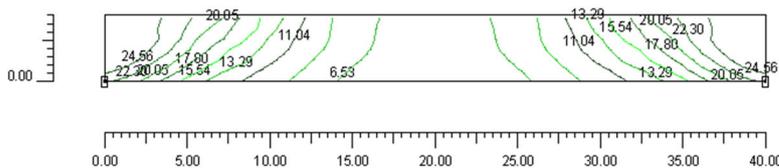
Tipo Calcolo Dir.+Indir. (Accuratezza:4)



##### Curve Isolux sulla carreggiata

Risultati	Medio	Minimo	Massimo	Min/Medio	Min/Max	Medio/Max
Illuminamento Orizzontale (E)	13.65 lux	4.28 lux	26.81 lux	0.31	0.16	0.51

Tipo Calcolo Dir.+Indir. (Accuratezza:4)



## 15. GRUPPI STATICI DI CONTINUITÀ (UPS)

Apparecchiatura detta comunemente "Gruppo Statico di continuità", per distinguerla dai generatori rotanti e costituita da batteria, raddrizzatore, invertitore e commutatore; essa è in grado di fornire energia in assenza della rete e, nella tipologia principale, di "rigenerare" la forma d'onda in uscita e quindi migliorare la qualità della sorgente di alimentazione riportandola entro le caratteristiche nominali.

Sono previsti 7 gruppi statici di continuità UPS per l'alimentazione degli ausiliari di cabina MT.

## 16. APPARECCHIATURE E IMPIANTI AUSILIARI

### 16.1 Installazione degli impianti TVCC

L'installazione dell'impianto televisivo a circuito chiuso è relativa alle seguenti tre parti fondamentali:

- gli apparati di ripresa
- la rete di connessione
- gli apparati di monitoraggio

Per quanto attiene agli apparati di ripresa si dovrà evitare:

- inquadrature contro sole o forti sorgenti luminose dirette
- inquadrature con forti contrasti di luce
- installazioni su pareti non perfettamente rigide con possibilità di vibrazione

Dovranno inoltre essere utilizzati faretto di adeguata potenza luminosa quando la scena da riprendere non è sufficientemente illuminata.

Le caratteristiche dell'impianto sono dettagliate nel documento di progetto PD-Tav10.

## 17. CAVI ELETTRICI PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI (EE)

Riferimenti normativi:

- CEI 20-91 - Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.