



Regione Puglia  
 Provincia di Taranto  
 Comune di Mottola



Impianto FV "Mottola"  
 Potenza DC 35,522 MWp

Titolo:

KUXNGF5\_CalcoliPrelimpianti  
 CALCOLI PRELIMINARI DEGLI IMPIANTI

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 0 3 6 0 6	D	R	0 1 7 1	0 1

Committente:



**SINERGIA GP4**

**SINERGIA GP4 S.R.L.**  
 CENTRO DIREZIONALE, IS. G1, SCC, INT 58  
 80143 NAPOLI  
 PEC: [sinergia.gp4@pec.it](mailto:sinergia.gp4@pec.it)  
 Rappresentante, Sviluppatore e Coordinatore: **Ing. Filippo Mercurio**



PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



**PROGETTO ENERGIA S.R.L.**

Via Serra 6 83031 Ariano Irpino (AV)  
 Tel. +39 0825 891313  
 www.progettoenergia.biz - info@progettoenergia.biz



SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI  
 INTEGRATED ENGINEERING SERVICES

Progettista:

Ing. Massimo Lo Russo



Sul presente documento sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
	00	27.08.2020	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. DE STEFANO	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO
	01	17.12.2020	NOTA REGIONE PUGLIA Prot. AOO 159/01/12/2020 n° 8571	C. DE STEFANO	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO

**INDICE**

1.	PREMESSA .....	4
2.	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO .....	4
3.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....	4
4.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	5
5.	CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO .....	9
5.1.	MODULI FOTOVOLTAICI.....	9
5.2.	STRUTTURE DI SUPPORTO.....	10
5.3.	CONVERTITORI DI POTENZA.....	10
5.4.	TRASFORMATORE .....	10
5.5.	CABINE ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI CONSEGNA.....	11
5.6.	STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA .....	11
5.7.	COLLEGAMENTO ALLA RETE.....	12
5.8.	Cavi BT, MT.....	12
5.9.	LINEA AT AEREA.....	13
6.	DIMENSIONAMENTO CAVI MT .....	13
6.1.	DORSALE ESTERNA DI COLLEGAMENTO DALLA CABINA DI CONSEGNA ALLA STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA...13	
6.1.1.	Generalità .....	13
6.1.2.	Caratteristiche tecniche del cavidotto di collegamento alla SSE (dorsale esterna).....	14
6.1.3.	Caratteristiche tecniche della linea.....	14
6.1.4.	Dati nominali di funzionamento del cavidotto.....	15
6.2.	ELETTRODOTTI MT INTERNI (rete elettrica interna al parco fotovoltaico per il collegamento delle cabine di smistamento alla Cabina di Consegna).....	15
6.2.1.	Caratteristiche tecniche delle linee.....	15
7.	DIMENSIONAMENTO CAVI BT .....	16
7.1.	VARIAZIONE DELLA TENSIONE LATO CC .....	16
7.2.	PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE.....	17
7.3.	COLLEGAMENTO IN SERIE TRA MODULI .....	17
7.4.	COLLEGAMENTO TRA STRINGHE E CASSETTA DI STRINGA (CDS).....	17
7.5.	COLLEGAMENTO TRA CDS E QUADRO DI SEZIONAMENTO.....	17
7.6.	TRASFORMATORE TRIFASE BT/MT .....	18
8.	SMALTIMENTO DELLE ACQUE METEORICHE STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA .....	18
8.1.	SISTEMA DI RACCOLTA DELLE ACQUE.....	19
8.1.1.	Premessa.....	19
8.1.2.	Realizzazione della rete di raccolta delle acque meteoriche .....	19
8.1.3.	Determinazione della legge di pioggia.....	19
8.1.3.1.	Definizione della curva di possibilità pluviometrica .....	19
8.1.3.2.	Definizione del regime pluviometrico.....	20
8.1.3.3.	Formazione dei deflussi di piena- descrizione del fenomeno.....	21
8.1.4.	Determinazione della portata di piena .....	21
8.1.4.1.	Ipotesi di calcolo.....	22



SINERGIA GP4

KUXNGF5\_CalcoliPrelimpianti  
CALCOLI PRELIMINARI DEGLI IMPIANTI

*Impianto FV "Mottola"*



Codifica Elaborato: **203606\_D\_R\_0171** Rev. 01

8.1.4.2. Dati morfologici del bacino .....	22
8.1.4.3. calcolo della portata .....	22

## 1. PREMESSA

Scopo del presente documento è quello di fornire indicazioni sul dimensionamento degli impianti finalizzato all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico, potenza di picco 35,522 MWp, nel comune di Mottola (TA) in località "San Basilio" e del relativo Cavidotto MT di collegamento alla Stazione Elettrica di Utenza, ubicata nel comune di Castellaneta (TA), connessa in A.T. 150 kV in antenna alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) RTN 380/150 kV di Castellaneta (TA).

## 2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

Si riporta, di seguito, l'elenco documenti di riferimento per la presente relazione:

- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_0\_01-Corografia di inquadramento;
- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_1\_03-Planimetria dei tracciati principali delle reti impiantistiche;
- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_1\_04- Particolari costruttivi;
- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_2\_01-Planimetria e dettagli costruttivi cavidotto MT su CTR - tratto 1;
- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_2\_02-Planimetria e dettagli costruttivi cavidotto MT su CTR - tratto 2;
- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_2\_03-Planimetria e dettagli costruttivi cavidotto MT su CTR - tratto 3;
- KUXNGF5\_ElaboratoGrafico\_1\_05-Schema elettrico unifilare d'impianto Fotovoltaico e Stazione elettrica di utenza;
- KUXNGF5\_ImpiantiDiRete\_02 -Impianto di rete per la connessione - Planimetria e Sezione elettromeccanica;
- KUXNGF5\_ImpiantiDiRete\_03 -Schema elettrico unifilare degli impianti di utenza e di Rete;
- KUXNGF5\_ImpiantiDiUtenza\_01-Stazione elettrica di utenza - Planimetria e Sezione elettromeccanica;
- KUXNGF5\_ImpiantiDiUtenza\_02-Stazione elettrica di utenza - disegni architettonici edificio quadri.

## 3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Le fasi di analisi e verifica delle strutture saranno condotte in accordo alle seguenti disposizioni normative:

- CEI 0-13 "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature"
- CEI 0-16 "Regole tecniche di connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- CEI EN 61215-1-1 - CEI: 82-55 Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino
- CEI EN 61829 - CEI: 82-16 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 50618 - CEI: 20-91 Cavi elettrici per impianti fotovoltaici CEI EN 60904-2 - CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27; Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici
- CEI EN 60904-8 - CEI: 82-19 Dispositivi fotovoltaici
- CEI EN 50539-11 - CEI: 37-16 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici

- CEI 81-28 - CEI:81-28 Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici
- CEI EN 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 62446 - CEI:82-38 Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva
- CEI EN 61853-1 - CEI:82-43 Misura delle prestazioni e dell'energia nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Misura delle prestazioni e della potenza nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura
- CEI EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti Fotovoltaici
- CEI 82-25; Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione e relative Varianti
- CEI EN 50530 - CEI:82-35 Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 62109-1 - CEI: 82-37 Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI 50524 - CEI: 82-34 Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici
- CEI EN 61215 - CEI: 82-8 Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni Terrestri
- CEI EN 62093 - CEI: 82-24 Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida
- CEI EN 61724 - CEI: 82-15 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61727 - CEI: 82-9 Sistemi fotovoltaici (FV) Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI 82-25 Guida realizzazione sistemi e fotovoltaici

#### 4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

L'intervento consiste nella realizzazione di un Impianto Fotovoltaico nel comune di Mottola (TA) in località "San Basilio" della potenza di 35.521,50 kWp (tenuto conto del rapporto di connessione DC/AC= 1,187 potenza di connessione pari 29.925,00 kWp), del relativo Cavidotto MT di collegamento alla Stazione Elettrica di Utenza, connessa in A.T. 150 kV in antenna alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV della RTN di Castellaneta (TA).

Si ricorda che con il termine "Progetto" si fa riferimento all'insieme di: Impianto Fotovoltaico, Cavidotto MT, Stazione Elettrica d'Utenza, Impianto d'Utenza per la Connessione (linea AT) ed Impianto di Rete per la connessione.

Si riporta di seguito stralcio della corografia di inquadramento:

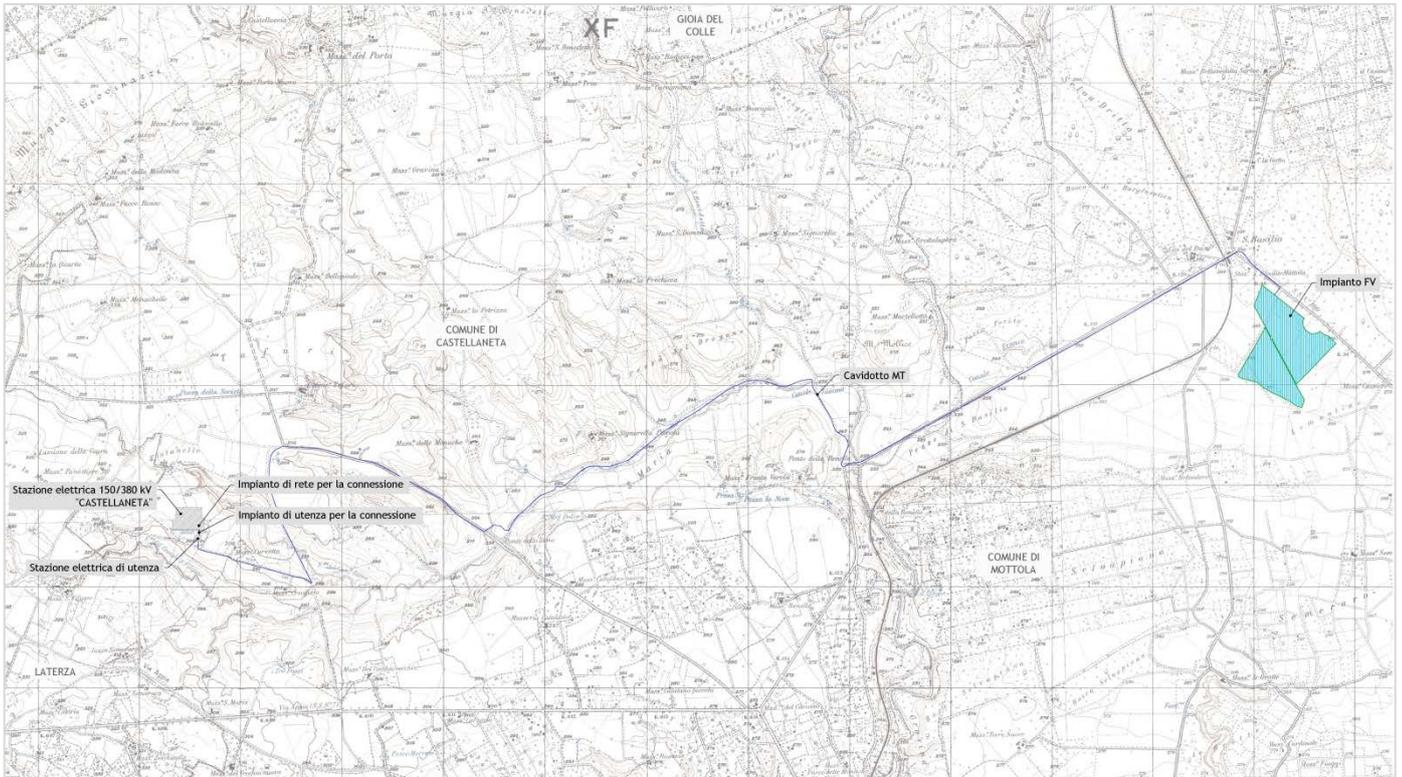


Figura 1 - Corografia di inquadramento

Al parco fotovoltaico vi si accede tramite la Strada Statale SS 100.

Alla Stazione Elettrica d'Utenza vi si accede tramite viabilità comunale.

Di seguito si riportano i dati relativi all'ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell'area interessata all'impianto in oggetto:

- Parco Fotovoltaico

Latitudine	40°40'53"N
Longitudine	16°58'41"E
Altitudine [m]	270 m s.l.m.
Zona Climatica	D
Gradi Giorno	1.715

caratteristiche climatico – territoriali dell'area di impianto.

- Stazione elettrica di utenza

Latitudine	40°39'55.8"N
Longitudine	16°51'6.9"E
Altitudine [m]	312 m s.l.m.
Zona Climatica	D
Gradi Giorno	1.534

caratteristiche climatico – territoriali dell'area di impianto.

L'impianto fotovoltaico in progetto può schematizzarsi nel seguente modo:

- **Sottocampo Cabina 1 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 2 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 3 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 4 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 5 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 6 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 7 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 8 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 9 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 10 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 11 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 12 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 13 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572  
stringhe (1x28 mod): 199
- **Sottocampo Cabina 14 - (potenza tot. installata: 2.368,10 KWp)**  
n° moduli installati: 5.572

stringhe (1x28 mod): 199

- **Sottocampo Cabina 15 - (potenza tot. installata: 2.368,10 kWp)**

n° moduli installati: 5.572

stringhe (1x28 mod): 199

Sarà quindi costituito da **83.580 moduli fotovoltaici** e distribuito in **15 sottocampi** come rappresentato dalla figura seguente:

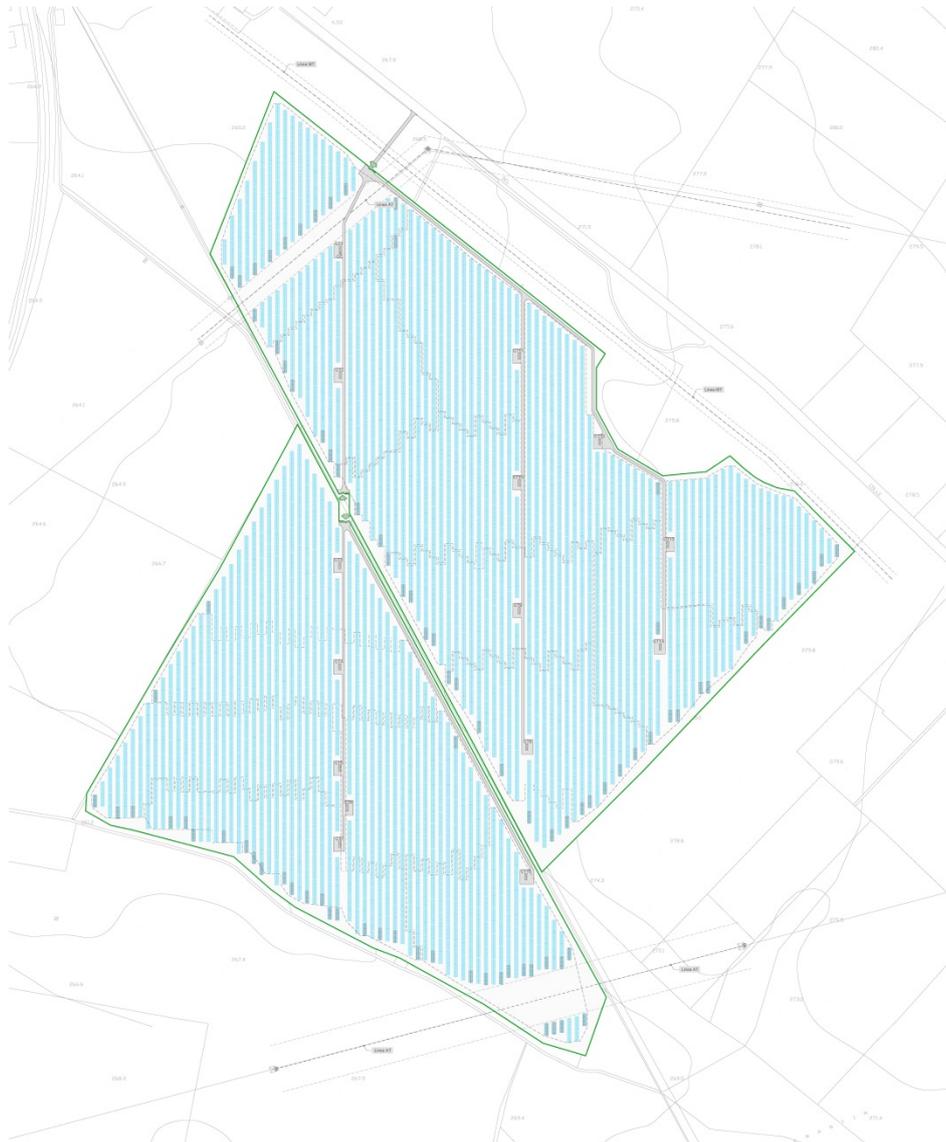


Figura 2 - Planimetria dell'Impianto

Moltiplicando il numero di pannelli per la potenza erogabile dal singolo si ottiene la massima potenza installabile presunta:

$$83.580 * 0,425 = 35.521,50 \text{ kWp}$$

I moduli fotovoltaici verranno fissati su delle strutture in tubolari metallici opportunamente dimensionate e fissate in modo da sostenere il peso proprio dei pannelli fotovoltaici e resistere alla spinta ribaltante del vento.

Nello specifico, il **modulo fotovoltaico da 425 W**, per il quale si prevede una connessione (in corrente continua a bassa tensione) in stringhe da **28** elementi in maniera da ottenere una tensione massima di stringa pari a 1148,00 V.

Per tali stringhe si prevede, a valle, il collegamento agli **inverter** (deputati alla conversione della corrente in continua in alternata). Ciascun collegamento in parallelo si prevede venga realizzato con un cassetta di stringa. A valle degli inverter, è previsto lo **stadio di trasformazione** che eleverà la tensione da Bassa a Media.

I trasformatori e gli inverter verranno alloggiati nelle cosiddette **cabine elettriche di trasformazione e smistamento (CT)**. Nelle stesse cabine elettriche sono previsti i relativi interruttori magnetotermici sia lato BT che MT.

Le linee MT provenienti dalle cabine di trasformazione e smistamento saranno indirizzate alla cabina generale (**cabina di consegna**) destinata alla connessione dell'impianto alla stazione elettrica di utenza. L'impianto di utenza per la connessione avverrà tramite elettrodotto aereo AT che collegherà la stazione elettrica di utenza all'impianto di rete per la connessione (stallo AT) in antenna alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV della RTN di Castellaneta (TA).

In sintesi, il Progetto sarà così composto:

- Impianto Fotovoltaico:
  - 83.580 pannelli fotovoltaici (Pannelli Fotovoltaici da 425Wp, disposti su due file con orientamento Est-Ovest);
  - 2.985 stringhe (stringhe composte da 28 moduli);
  - Distanza tra gli assi delle file di pannelli: 9,50m;
  - 15 Cabine di trasformazione e smistamento;
  - 1 Cabina di consegna;
- Cavidotto MT;
- Stazione Elettrica di Utenza;
- Impianto di Utenza per la Connessione (elettrodotto aereo AT);
- Impianto di Rete per la Connessione (stallo AT).

## 5. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

### 5.1. MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici saranno in silicio policristallino provvisti di cornici in alluminio, realizzati con 144 celle di tipo policristallino con tensione massima di isolamento pari a 1500V, e di potenza 425 Wp della marca "LONGI solar", modello "LR4-72HBD 425M".

I pannelli saranno conformi alla norma IEC 61215 ed avranno le seguenti caratteristiche operative:

Dimensione massima modulo [mm]	1052 x 2131 + 2
Classe di isolamento	II @ 1500 Vdc
Temperatura operativa	-40 C e +85 'C
Coefficiente di tolleranza della potenza	+3%

Tabella 1 - Caratteristiche operative dei pannelli

L'impianto sarà costituito da un totale di **83.580 pannelli** per una conseguente potenza di picco pari a **35.521,50 kWp**.

Ciascun modulo sarà accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta in materiale duraturo, applicato al modulo fotovoltaico, dove saranno riportate le principali caratteristiche, secondo la Norma CEI EN 50380.

## 5.2. STRUTTURE DI SUPPORTO

Le strutture a supporto dei moduli saranno in acciaio zincato a caldo ed ancorata al terreno tramite infissione diretta nel terreno ad una profondità idonea a sostenere l'azione del vento. Le strutture saranno del tipo traker monoassiali con distanza minima da terra pari a 50 cm e raggiungono altezza massima di 432 cm circa. Esse sono fissate al terreno mediante fondazioni costituite da profilati in acciaio zincato a caldo infissi nel terreno.

I moduli costituenti la stringa saranno alloggiati in modo tale da essere interessati dallo stesso irraggiamento. Ogni struttura permetterà l'installazione di 28 moduli costituenti una stringa.

## 5.3. CONVERTITORI DI POTENZA

I gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata (inverter) saranno idonei al trasferimento della potenza generata alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici di sicurezza applicabili. In particolare saranno rispondenti alle norme contenute nella direttiva EMC (2004/108/CE) e alla Direttiva Bassa Tensione (2014/35/UE).

Il convertitore opererà in modo completamente automatico l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) del campo FV, in modo da far lavorare l'impianto sempre nelle condizioni di massima resa, anche durante i periodi di basso irraggiamento (alba e tramonto).

L'inverter consentirà la programmazione della curva di rendimento ottimale in funzione della distribuzione dei valori di irraggiamento solare del sito durante le stagioni dell'anno, al fine di ottenere un intervallo di rendimento massimo in corrispondenza del livello di potenza con la maggior disponibilità attesa.

Gli inverter saranno di tipo outdoor potenza AC pari 1995 kVA con tensione di isolamento massima pari o superiore a 1500V lato DC.

Gli inverter devono essere in grado di funzionare indifferentemente con il generatore fotovoltaico isolato da terra, oppure con una qualunque delle polarità DC collegate a terra (soft grounding /hard grounding)

La separazione dalla rete sarà garantita dal trasformatore bassa – media tensione (TR BT/MT) non compreso nell'inverter.

Gli inverter soddisferanno i seguenti requisiti minimi:

<i>Requisiti</i>	<i>Caratteristiche</i>
Potenza di picco	limitata elettronicamente al valore di impianto
Potenza nominale	1995 kVA
Tensione massima Vdc	≤1500 Vdc
Tensione Nominale Uscita AC:	640 V ± 10 %
Dispositivo di generatore	Contattore interno
Rendimento Massimo	> 99,7 %
Temperatura di esercizio	-25 + 62 °C
Compatibilità EM	EN61000 6-2 e 6-4
Marcatura CE	CEI 0-16
	CEI EN 61000-6-3 - CEI EN 61000-6-1 -
	CEI EN 61000-3-12

Tabella 2 - Requisiti e Caratteristiche degli inverter

## 5.4. TRASFORMATORE

Il trasformatore MT/BT sarà del tipo a due avvolgimenti in olio con raffreddamento ONAN.

I trasformatori di potenza saranno da 2.000 kVA.

Le tensioni primario e secondario saranno stabilite in base al valore della tensione di uscita dell'inverter e di quella della rete a cui l'impianto è connesso.

La tabella seguente riassume le caratteristiche dei trasformatori che verranno utilizzati nell'impianto:

Potenza	2.000 kVA
Livello isolamento	24kV a perdite ridotte
Tensione di fase del primario	20.000 Vac
Caratteristiche del secondario	singolo
Tensione di fase del secondario	640 Vac
Dimensioni	3230x2640x2240
Peso	5000kg

Caratteristiche dei trasformatori previsti nell'impianto in progetto

#### 5.5. CABINE ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI CONSEGNA

Le **cabine di trasformazione** saranno costituite da un edificio di dimensioni 8,25 m x 2,40 m x 2,95 m suddiviso in tre sezioni:

- Una sezione contenete gli inverter, quadri BT e i servizi ausiliari.
- Una sezione dedicata all'unità di trasformazione ;
- Una sezione contenente il locale MT;

La **cabina di consegna** sarà costituita da un edificio di dimensioni 3,00 m x 2,40 m x 2,95 m contenente il locale MT.

#### 5.6. STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA

La stazione elettrica di utenza completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario), ha dimensioni di 65,41 x 58,60 m., risulta ubicata sulle particelle n°107 e 131 del foglio 17 Comune di Castellaneta (TA).

L'energia prodotta prima di essere immessa in rete viene elevata alla tensione di 150 kV mediante un trasformatore trifase di potenza AT/MT 150/20 kV; Pn = 40 MVA.

Il quadro all'aperto della SE AT/MT è composto da:

- stallo AT;
- trasformatore AT/MT;
- un edificio quadri comandi e servizi ausiliari.

La posizione dell'edificio quadri consente di agevolare l'ingresso dei cavi MT nella stazione e sarà di dimensione adeguate nel rispetto delle leggi vigenti e rispettive regole tecniche.

Si riporta di seguito planimetria elettromeccanica da cui è possibile riscontrare la condivisione con un altri produttori:

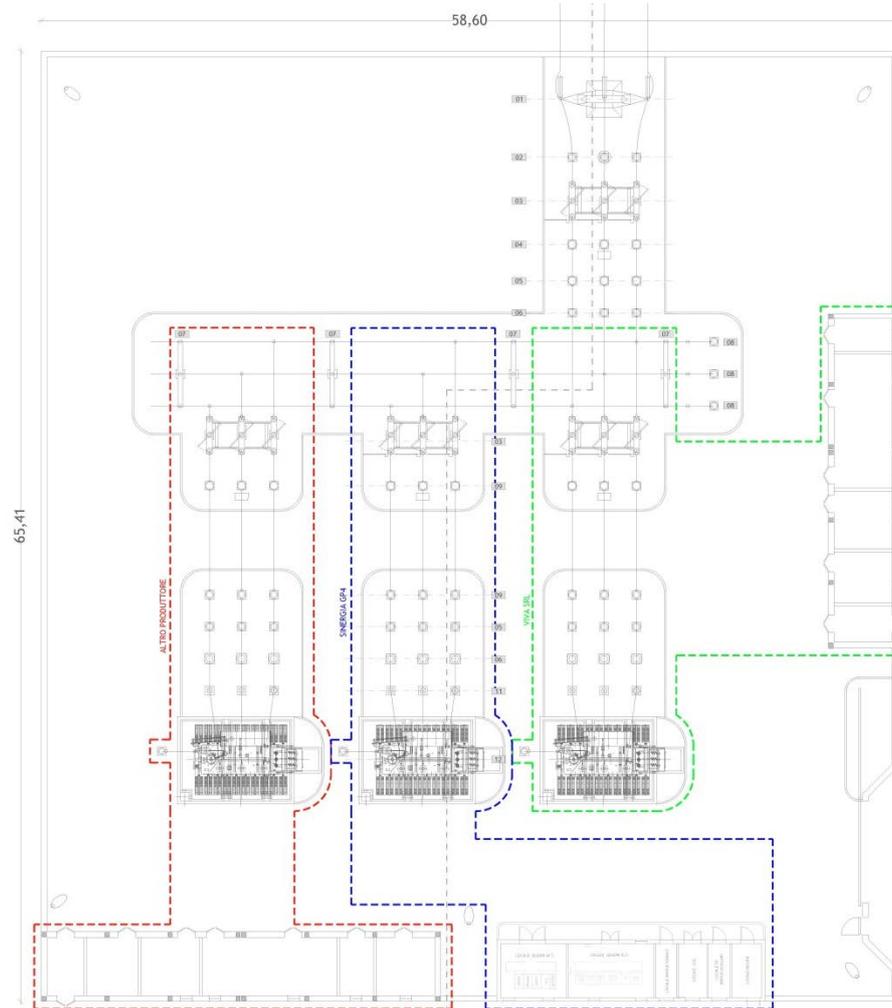


Figura 3 - Planimetria elettromeccanica della Stazione Elettrica di Utenza

### 5.7. COLLEGAMENTO ALLA RETE

L'impianto di utenza per la connessione sarà costituito da:

- Raccordo in cavo aereo AT di lunghezza pari a circa 70 m.

L'impianto di rete per la connessione sarà costituito da:

- Stallo AT a 150 kV ubicato nella stazione elettrica RTN 380/150 KV di Castellaneta.

### 5.8. Cavi BT, MT

I Cavi saranno posati all'interno di cavidotti in PEAD posati a quota  $-50 \div -70$  cm e raccordati tra loro mediante pozzetti di ispezione.

i cavi BT di collegamento tra cassette di parallelo stringa e i quadri di campo saranno:

- ARG7 R
- Sezione minima calcolata tenendo conto di una caduta di tensione massima ammissibile  $<1\%$ .

Nel caso le stringhe provenienti da una fila si dovranno attestare in una cassetta di stringa presente nella fila successiva o precedente, i cavi di tipo FG21M21 dovranno essere posati entro tubo corrugato di tipo pesante aventi caratteristiche meccaniche DN450  $\varnothing$ 200mm.

I cavi MT saranno:

- In alluminio con formazione ad elica visibile del tipo ARE4H5EX;
- Conformi alla specifica tecnica ENEL DC4385;
- Sezione minima calcolata tenendo conto di una caduta di tensione massima ammissibile <0,5%.

La posa sarà prevista direttamente interrata a -100 ÷ -120 cm con protezione anti sfondamento da escavazione senza corrugati o manufatti di posa interposti con il terreno.

Tutte le operazioni per loro messa in opera dovranno saranno eseguite secondo le norme CEI 20-13, 20-14, 20-24.

## 5.9. LINEA AT AEREA

Le caratteristiche elettriche dell'elettrodotto aereo sono riportate di seguito:

PARAMETRO	VALORE
Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	150 kV

Portata di corrente di progetto per conduttori disciplinati dalla norma CEI 11-60, è conforme a quanto prescritto da suddetta normativa e coincide con la Portata in corrente in relazione alle condizioni di progetto (PCCP).

## 6. DIMENSIONAMENTO CAVI MT

Il cavidotto MT può essere suddiviso in:

- dorsale esterna di collegamento dalla cabina di consegna e la stazione elettrica di utenza, realizzata con terna di cavi MT sempre a 20 KV;
- cavidotto interno di collegamento in MT a 20 kV tra i sottocampi, quindi tra le Cabine di Trasformazione e smistamento **CT** (in entra ed esce) e da queste alla Cabina di consegna **CC**;

In sintesi, abbiamo:

- Cavidotti interni MT a 20 kV interrati per il collegamento elettrico *interno* del Parco Fotovoltaico in quindici sottocampi e collegamento degli stessi alla Cabina di consegna;
- Una linea MT interrata (*dorsale esterna*), realizzata con doppia terna a 20 kV, di collegamento **CC** –Stazione elettrica di utenza **SSE** lungo un percorso di circa 15 km.
- tubazione PEAD, lungo il percorso del cavidotto interno e della dorsale esterna;

Corda di rame nuda posata ad intimo contatto con il terreno lungo il percorso del *cavidotto interno* e della dorsale esterna per la messa a terra dell'impianto.

### 6.1. DORSALE ESTERNA DI COLLEGAMENTO DALLA CABINA DI CONSEGNA ALLA STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA

#### 6.1.1. Generalità

Il percorso del tracciato dell'elettrodotto di collegamento alla SSE (dorsale esterna), è stato studiato tenendo conto dei seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza

- dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
  - minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;

Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, i tracciati sono stati eseguiti tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3 µT.

### 6.1.2. Caratteristiche tecniche del cavidotto di collegamento alla SSE (dorsale esterna)

Il cavidotto costituisce l'elemento di collegamento tra la Cabina di Consegna, situata all'interno dell'impianto fotovoltaico e la nuova stazione di utenza AT/MT che consentirà di innalzare la tensione da 20 kV a 150 kV e quindi di smistare l'energia elettrica prodotta dall'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'elettrodotta dovrà assicurare una portata di 29,925 MW, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto.

L'elettrodotta consisterà in due linee in cavo, ripartendo equamente la potenza nominale totale contenendo così la sezione del cavo stesso.

La corrente massima che interessa la dorsale esterna è la seguente:

$$I = \frac{P_n}{(V_n \times 1,73 \times \cos\varphi)} = 864,88 \text{ A}$$

### 6.1.3. Caratteristiche tecniche della linea

I cavi utilizzati saranno del tipo unipolare ad isolamento solido estruso con conduttori di rame o alluminio, aventi una sezione nominale di 500 mmq. Le caratteristiche dei suddetti cavi sono riportate nella figura di seguito **Fig. 4**

- |                            |                                       |                       |
|----------------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| I – Conduttore             | IV – Strato semiconduttore            | VII – Guaina di PVC   |
| II – Strato semiconduttore | V – Schermo                           | VIII – Stampigliature |
| III – Isolante             | VI – Nastro equalizzatore (eventuale) |                       |

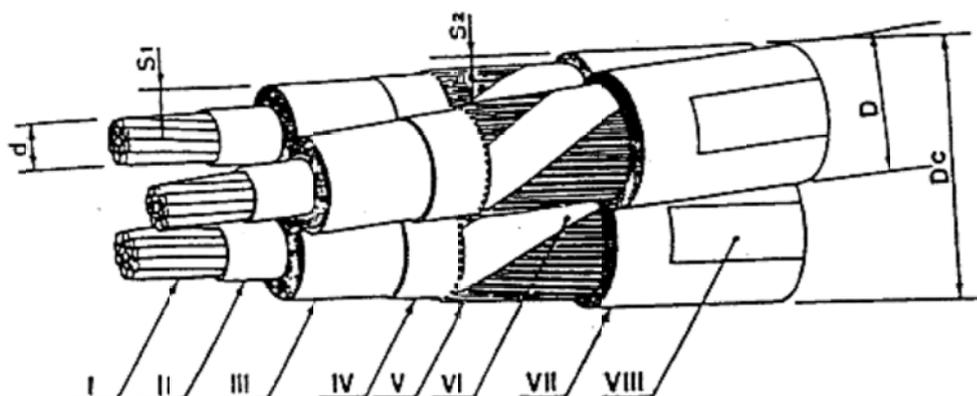


Figura 4 – Caratteristiche cavi unipolari

L'isolamento sarà costituito da miscela a base di polietilene reticolato (XLPE) o, in alternativa, da miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica (HEPR), qualità G7 rispondente alle norme CEI 20-11 e CEI 20-13: in entrambi i casi la temperatura di esercizio del cavo sarà pari a 90° C.

- Lo schermo elettrico è in semiconduttore estruso sull'isolante;
- Lo schermo fisico è in alluminio, a nastro, con o senza equalizzazione;
- La guaina protettiva può essere in polietilene o PVC.

Considerando la corrente ripartita su due terne da 500 mmq, avremo una  $I$  pari a  $864,88/2= 432,44$  A

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
<i>conductor cross-section</i>	<i>conductor diameter</i>	<i>diameter over insulation</i>	<i>nominal outer diameter</i>	<i>approximate weight</i>	<i>minimum bending radius</i>
(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
<i>conductor cross-section</i>	<i>open air installation</i>	<i>underground installation trefoil</i>	
(mm <sup>2</sup> )	(A)	(A)	(A)

#### Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

#### Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Considerando inoltre per le condizioni di posa e le perdite un fattore di riduzione della portata pari a 0,75, avremo che la portata per ogni terna di cavi da 500 mmq risulta pari a 470 A. in definitiva la sezione scelta (500 mmq) e la ripartizione su due linee è idonea a trasportare la corrente pari a 432 A per ognuno delle due terne.

#### 6.1.4. Dati nominali di funzionamento del cavidotto

- Tensione nominale 20 kV
- Frequenza nominale 50 Hz
- Corrente nominale per ciascuna delle due terne 627 A
- Corrente massima di esercizio per ciascuna terna 470 A
- Potenza massima di esercizio 29,925 MW

#### 6.2. ELETTRODOTTI MT INTERNI (rete elettrica interna al parco fotovoltaico per il collegamento delle cabine di smistamento alla Cabina di Consegna)

Il cavidotto interno di collegamento in MT sarà di tipo ad anello con il collegamento tra le Cabine di Smistamento e da queste alla Cabina di consegna così come di seguito riportato:

- CT15 → CT14 → CT13 → CT12 → CT11 → CT10 → CT09 → CT08 → CT07 → CT06 → CT05 → CT04 → CT03 → CT02 → CT01 → Cabina di consegna;
- CT15 → Cabina di consegna.

#### 6.2.1. Caratteristiche tecniche delle linee

Nello specifico ogni linea sarà costituita da una terna di cavi MT in rame o alluminio, la cui sezione saranno uguali per tutte le linee avendo un collegamento elettrico ad anello. In particolare le sezioni di progetto, sarà la seguente:

$$I = \frac{P_n}{(V_n \times 1,73 \times \cos \varphi)} = \frac{29,925}{(20 \times 1,73 \times 1)} = 864,88 \text{ A}$$

Considerando la corrente ripartita su due terne da 400 mmq, avremo una  $I$  pari a  $864,88/2 = 432,44 \text{ A}$

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
<i>conductor cross-section</i>	<i>conductor diameter</i>	<i>diameter over insulation</i>	<i>nominal outer diameter</i>	<i>approximate weight</i>	<i>minimum bending radius</i>
(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
<i>conductor cross-section</i>	<i>open air installation</i>	<i>underground installation trefoil p=1 °C m/W</i>	<i>underground installation trefoil p=2 °C m/W</i>
(mm <sup>2</sup> )	(A)	(A)	(A)

### Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

### Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Considerando inoltre per le condizioni di posa e le perdite un fattore di riduzione della portata pari a 0,85, avremo che la portata per ogni terna di cavi da 400 mmq risulta pari a 468 A. in definitiva la sezione scelta (400 mmq) e la ripartizione su due linee è idonea a trasportare la corrente pari a 432 A per ognuno delle due terne.

## 7. DIMENSIONAMENTO CAVI BT

### 7.1. VARIAZIONE DELLA TENSIONE LATO CC

In corrente continua la tensione del sistema elettrico non deve superare 1,5 volte la tensione nominale dei cavi. Per la scelta dei componenti dell'impianto fotovoltaico, in particolare dei cavi, si assume prudenzialmente una tensione del generatore fotovoltaico pari a 1.2 Vmp. Si sono scelti cavi con tensione nominale pari a (0,6 ÷ 1)[kV]:

$$V_{sist.} = 1.5 \cdot (0,6 \div 1) \text{ [kV]} \leq 900 \div 1500 \text{ [V] c.c.}$$

Per un corretto funzionamento tra il sistema fotovoltaico e l'inverter, occorre accertare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento, risultino verificate le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \text{ min} > V_{inv} \text{ MPPT min} \quad V_m \text{ max} < V_{inv} \text{ MPPT max} \quad V_{oc} \text{ max} < V_{inv} \text{ max}$$

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

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza dei limiti di temperatura estremi pari a -10°C e + 70°C,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

Partendo dalla ipotesi che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze risultano essere soddisfatte e quindi verificati i limiti di tensione all'ingresso degli inverter.

Pertanto si può concludere che ci sia compatibilità tra le stringhe di moduli e gli inverter scelti.

## 7.2. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

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

La portata del cavo deve essere maggiore o uguale alla corrente di impiego del circuito elettrico. Si assume prudenzialmente una corrente di impiego pari a 1,25 ISC da cui:

$$IZ > 1,25 \text{ ISC}$$

dove

- IZ è la portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto).
- ISC è la corrente di corto circuito della stringa.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti con una portata maggiore o uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, ad esempio 1,25 ISC.

## 7.3. COLLEGAMENTO IN SERIE TRA MODULI

L'interconnessione in serie tra i moduli verrà realizzata con cavi solari unipolari in gomma e posati entro tubi corrugati o guaine spiralate opportunamente fissate sulle strutture. Il diametro dei tubi o corrugati dovrà essere di valore almeno uguale ad 1.3 volte quello dei cavi di conduzione. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superasse determinati valori di sicurezza per i cavi.

La caduta di tensione percentuale relativa alla linea di collegamento dei moduli è inferiore all'1%.

## 7.4. COLLEGAMENTO TRA STRINGHE E CASSETTA DI STRINGA (CDS)

L'impianto fotovoltaico è stato suddiviso in 15 sottocampi, ciascuno dei quali composto da 199 stringhe. Ogni stringa è formata da 28 moduli in serie. Tutte le stringhe verranno collegate in parallelo tramite cavo solare unipolare in gomma alle cassette di stringa. Tali quadri sono dotati di 16 o 8 ingressi protetti da fusibile. Si prevede l'utilizzo di cavi solari di collegamento tra le stringhe e la propria cassetta di parallelo da 10mmq al fine di garantire un  $\Delta V$  meno dell'0.2%

## 7.5. COLLEGAMENTO TRA CDS E QUADRO DI SEZIONAMENTO

Tutti e 15 i sottocampi costituenti l'impianto sono stati previsti 14 CDS ciascuno, da 14 ingressi protetti da fusibile. In ingresso a 13 CDS saranno collegate 14 stringhe, mentre nella quattordicesimo CDS saranno collegata 17 stringhe. Tali quadri saranno connessi in parallelo al quadro di sezionamento del relativo inverter di campo. La connessione al quadro di sezionamento avverrà attraverso cavi unipolari FG7(O)R 0,6/1[kV] posati entro tubi o canali interrati. Le sezioni di tali conduttori variano al variare della distanza tra i vari CDS e il quadro di sezionamento a valle. Il dimensionamento è stato effettuato tenendo conto della massima distanza di collegamento tra i quadri e l'inverter all'interno di ogni sottocampo. Le sezioni dei cavi da utilizzare sono state scelte pari a: 50, 70, 95, 120 [mm<sup>2</sup>].

La caduta di tensione percentuale massima sul lato corrente continua dell'impianto fotovoltaico  $\Delta V\%_{\text{tot}}$  sarà inferiore all' 1%.

## 7.6. TRASFORMATORE TRIFASE BT/MT

All'uscita di ogni inverter, la tensione viene innalzata a 20kV mediante un trasformatore trifase a due avvolgimenti isolato in resina, con potenza nominale di 250 kVA.

Le caratteristiche elettriche del trasformatore sono le seguenti:

Tensione nominale	20 kV
Tensione massima	24 kVeff
Tensione nominale di prova ad impulso atmosferico	125 kV
Tensione di tenuta a 50 Hz	50 kV
Perdite a vuoto	880 W
Perdite a carico	3800 W

Il trasformatore, il cui prospetto è riportato in figura 8, presenta una impedenza di cortocircuito col commutatore di AT sulla presa principale pari al 6%. Con alimentazione a tensione nominale e a potenza erogata nominale in servizio continuativo, le sovratemperature non superano i limiti prescritti nella Norma CEI IEC 60076-11.

(H = 175 cm M = 140 cm N = 80 cm)

A valle del quadro elettrico di protezione del trasformatore e sezionamento della linea in MT, verrà installato un ulteriore quadro di sezionamento del circuito ad anello. Infatti, le cabine di Trasformazione e smistamento sono collegate ad anello tra di loro e con la cabina di consegna MT.

## 8. SMALTIMENTO DELLE ACQUE METEORICHE STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA

Le acque meteoriche ricadenti sulle superfici coperte e dei piazzali della parte di impianto impermeabile recapitano per pendenza verso griglie di raccolta poste a livello del piano di calpestio e, una volta intercettate, a mezzo di canalizzazioni interrato, vengono

convogliate verso un impianto di trattamento, nel quale subiscono un processo di sedimentazione, dissabbiatura e disoleazione; una volta trattate, sono avviate verso ricettore finale.

La superficie scolante che afferisce all'impianto di trattamento è estesa circa 2.680 mq, che comprende anche le coperture dell'edificio.

L'impianto di trattamento è dotato di un pozzetto selezionatore che permette di convogliare le acque imputabili alla prima pioggia in due vasche di accumulo per sottoporle, ad evento meteorico esaurito, al trattamento di dissabbiatura e disoleazione, grazie anche alla presenza di un filtro a coalescenza, dallo stesso pozzetto selezionatore le acque cosiddette di seconda pioggia sono convogliate ad una condotta di by-pass per essere smaltite.

## 8.1. SISTEMA DI RACCOLTA DELLE ACQUE

### 8.1.1. Premessa

Descrizione delle superfici impermeabili dell'impianto:

- Edificio quadri a pianta rettangolare;
- Strade realizzate con pavimentazione in conglomerato bituminoso.

### 8.1.2. Realizzazione della rete di raccolta delle acque meteoriche

Le acque meteoriche di superficie saranno raccolte mediante un sistema di drenaggio, costituito da pozzetti in calcestruzzo collegati con tubazioni tipo (PEAD) poste a profondità opportuna e con pendenza convogliante le acque al punto di scarico.

I pozzetti in cemento armato vibrocompresso, saranno sia ad elemento unico con profondità standard, sia ad anelli.

I pozzetti saranno allettati su sottofondo in calcestruzzo con classe di resistenza minima Rck 10 N/mm<sup>2</sup> dello spessore minimo di 10 cm.

I chiusini e le caditoie su strada saranno in ghisa sferoidale recanti il marchio di certificazione prodotto seconda la norma UNI EN 124/95.

Le tubazioni saranno del tipo in polietilene estruso ad alta densità (PEAD), per condotte interrato, posate secondo le quote e le pendenze di progetto, su letto di calcestruzzo con classe di resistenza minima Rck 20 N/mm<sup>2</sup> dello spessore 10 cm e successivamente rinfiancate con uguale calcestruzzo di spessore di 10 cm al di sopra del tubo.

### 8.1.3. Determinazione della legge di pioggia

#### 8.1.3.1. Definizione della curva di possibilità pluviometrica

La valutazione dell'apporto idrico di acque bianche, derivanti dal ruscellamento superficiale viene condotta facendo riferimento ai valori massimi di precipitazione rilevati presso la stazione pluviografica del Servizio Ufficio Idrografico e Mareografico settore protezione civile della regione Puglia.

In particolare si è fatto riferimento a quelli raccolti dai pluviografi di Castellaneta di seguito riportati:

Anno	t = 1 ora	t = 3 ore	t = 6 ore	t = 12 ore	t = 24 ore
	h (mm)	h (mm)	h (mm)	h (mm)	h (mm)
1962	43,0	44,8	44,8	44,8	44,8
1963	20,6	35,0	38,8	42,0	42,4
1964	27,2	31,4	35,2	50,0	53,6
1965	43,4	50,6	51,0	51,0	51,4

1966	60,0	79,8	80,0	90,8	107,4
1967	40,0	44,8	44,8	44,8	44,8
1968	42,0	47,0	47,0	47,0	47,0
1969	31,8	37,6	62,0	63,6	68,6
1970	32,0	38,2	39,2	39,2	38,2
1971	24,0	41,8	43,6	45,2	59,2
1972	28,0	41,8	42,2	42,2	78,0
1973	25,0	25,8	33,4	41,4	60,8
1974	41,2	45,0	45,0	50,2	56,8
1975	17,4	32,0	48,6	51,8	52,6
1976	25,6	44,0	59,2	73,6	105,6
1977	15,0	28,4	36,0	39,6	39,8
1978	18,6	22,8	42,0	59,2	63,4
1979	13,2	29,4	40,0	48,4	51,6
1980	27,0	30,0	40,0	61,0	78,0
1981	26,8	27,2	27,4	27,4	32,2
1982	36,0	44,0	44,0	44,0	48,4
1983	26,0	37,8	46,8	53,4	59,4
1984	34,6	49,0	50,4	56,4	77,2
1985	19,6	42,0	52,2	55,0	75,0
1986	21,0	28,4	30,0	31,2	34,4
1987	20,8	38,0	38,8	38,8	40,8
1988	29,6	41,0	49,8	68,0	71,6
1989	29,8	40,6	42,8	50,0	50,0
1990	27,6	29,2	36,6	52,6	78,8
1991	94,4	94,4	94,4	94,4	94,4
1992	12,4	27,8	32,6	35,0	44,8
1993					
1994	20,6	26,0	34,0	39,0	55,0
1995	27,8	27,8	27,8	31,8	49,2
1996	44,0	74,6	75,2	95,4	95,4
1997	88,6	121,6	121,8	122,8	123,4
1998	21,8	35,0	36,0	39,4	40,8
1999	27,0	62,6	66,8	66,8	81,6
2000	27,2	31,8	36,2	44,2	53,4

Le rilevazioni forniscono le altezze di pioggia relativa ad eventi di durata rispettivamente di 1, 3, 6, 12 e 24 ore consecutive

### 8.1.3.2. Definizione del regime pluviometrico

Il regime pluviometrico si determina attraverso la preliminare ricostruzione di uno istogramma sintetico derivante all'elaborazione delle piogge intense registrate nelle aree contermini al bacino da modellare. Questa fase conduce alla determinazione delle curve di possibilità pluviometrica media da associare a tale territorio ossia delle curve che legano, per assegnati tempi di ritorno, le altezze di precipitazione  $h$  alle corrispondenti durate  $t$ .

Il legame funzionale tra altezza di pioggia  $h(t)$  e durata  $t$  viene di solito espresso da una relazione monomia del tipo:

$$h(t) = a t^n$$

dove  $a$  ed  $n$  sono i parametri caratteristici della stazione e rappresentano rispettivamente l'altezza di precipitazione relativa alla durata di un'ora e  $n$  la pendenza della retta che rappresenta la precedente relazione in un cartogramma probabilistico:

$$\log h = \log a + n \log t$$

La stima dei parametri  $a$  ed  $n$  viene effettuata riportando su tale piano le coppie di punti  $(t, h)$  e regolarizzandoli su una retta (quando non risulti più conveniente l'uso di una spezzata a due o più lati). Tali punti devono ovviamente essere tra loro omogenei, nel senso che devono avere un medesimo tempo di ritorno  $T$ .

### 8.1.3.3. Formazione dei deflussi di piena- descrizione del fenomeno

Quando durante una precipitazione piovosa di notevole intensità la quantità d'acqua che cade sul suolo supera abbondantemente quella che contemporaneamente passa nell'atmosfera per evapotraspirazione, nella rete idrografica si verifica un progressivo incremento dei livelli idrici.

Nel caso studio si può ritenere che la formazione dei deflussi di pioggia per effetto del solo deflusso superficiale, mentre non hanno alcun contributo l'afflusso diretto, il deflusso ipodermico e il deflusso profondo.

Il reale andamento del fenomeno è naturalmente molto più complesso. Accanto alla relazione afflussi – deflussi, sono da tenere in considerazione altre componenti, quali l'evapotraspirazione, la ritenzione superficiale, l'infiltrazione.

Non tutta l'acqua che cade su un bacino nel corso di una pioggia dà luogo alla formazione della piena; questo in ragione di una serie di perdite che, in misura differente, agiscono sul meccanismo di trasformazione degli afflussi in deflussi.

Queste perdite sono tipicamente dovute all'intercettazione della vegetazione, all'accumulo negli invasi superficiali, all'evapotraspirazione e infine all'infiltrazione.

Nel caso particolare oggetto della presente relazione, caratterizzata per la propria stessa finalità, dall'analisi di precipitazioni molto intense da cui derivano le piene, l'evapotraspirazione, la ritenzione superficiale, l'infiltrazione si trascurano, pertanto nei successivi calcoli a vantaggio di sicurezza si considererà la quantità di pioggia totale direttamente calcolata considerando un periodo di ritorno di anni 10 nell'ambito di una distribuzione di tipo statistico alla Gumbel di seguito riportato:

N =	0	t = 1 ora	t = 3 ore	t = 6 ore	t = 12 ore	t = 24 ore
$m(h_t)$		31,86	42,87	47,80	53,46	61,84
$s(h_t)$		17,33	20,12	18,84	19,83	21,91
$a_t = 1,283/s(h_t)$		0,07	0,06	0,07	0,06	0,06
$u_t = m(h_t) - 0,45s(h_t)$		24,06	33,81	39,32	44,54	51,98

**Tabella 1** Valori per ciascuna durata  $t$ , della media  $m(h_t)$ , dello scarto quadratico medio  $s(h_t)$  e dei due parametri  $a_t$  e  $u_t$  della legge di Gumbel (prima legge del valore estremo "EV1")

Tr		t = 1 ora	t = 3 ore	t = 6 ore	t = 12 ore	t = 24 ore
10 anni	$h_{max} =$	54,45	69,11	72,37	79,31	90,40

**Tabella 2** - Altezze massime di pioggia regolarizzate (mm)

Tr	LEGGE DI PIOGGIA $h = a \times t^n$	
10 anni	→	$h=55,755xt^{0,1505}$

**Tabella 3** – Legge di pioggia

### 8.1.4. Determinazione della portata di piena

#### 8.1.4.1. Ipotesi di calcolo

Per la determinazione della portata di piena si sono assunte le seguenti ipotesi:

- La condotta di raccolta principale assimilata ad un asta fluviale;
- Il bacino considerato dato dalla somma delle superfici delle strade e edificio;
- Coefficiente di deflusso pari ad 1;
- Trascurati gli effetti dell'evapotraspirazione.

#### 8.1.4.2. Dati morfologici del bacino

Superficie del Bacino	<b>S =</b>	<b>2.680</b>	m <sup>2</sup>
Lunghezza percorso idraulico principale	<b>L =</b>	<b>180</b>	m
Pendenza media percorso idraulico	<b>P =</b>	<b>0,01</b>	(m/m)
Dislivello medio bacino	<b>Hm - H0 =</b>	<b>0,60</b>	m

#### 8.1.4.3. calcolo della portata

La determinazione della portata di piena viene determinata fissando una sezione di calcolo che nel nostro caso viene posta prima dei sistemi di trattamento delle acque di prima pioggia.

Richiamata la legge di pioggia sopra determinata e l'ipotesi assunte considerando un tempo di ritorno  $T_r$  pari a 10 anni si avrà la seguente portata :

$T_r$ (anni)	<b>a</b>	<b>n</b>	$t_c$ (ore)	$h(t, T)$ (mm)	$Q_{max}$ (m <sup>3</sup> /sec)
10	55,7546	0,1505	0,19	43,36	<b>0,17</b>

