



MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo
Divisione V - Sistemi di Valutazione Ambientale



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA di
FOGGIA

SAN SEVERO "Capobianco"
54232 kWp



Progettazione e coordinamento	dott. arch. Roberto CARLUCCIO via Nino Bixio 60/b 72023 Mesagne (BR) - Italy		Prog. impianto fotovoltaico
Studio Geologico	dott. geol. Luisiana SERRAVALLE via Puglie n° 1 72027 S. Pietro Vernotico (BR) - Italy	 3E Ingegneria srl via G. Volpe n° 92 56121 Pisa - Italy	Prog. Cavidotto e sottostazione
Studio Agronomico	dott. Alessandro COLUCCI via Monte Sarago n° 3 72017 Ostuni (BR) - Italy	RUWA srl acqua territorio energia via C. Pisacane n° 25F 88100 Catanzaro - Italy	Studio idraulico

Opera	Progetto di un impianto fotovoltaico di 54232 kWp nel comune di San Severo			
Oggetto	Folder	A		
	Nome elaborato	Capobianco_DOC_A02		
Revisione	Descrizione elaborato	Relazione impianti		Scala
	11/07/2022	Oggetto revisione Emissione	Elaborazione	Verifica
	00/00/2022	Oggetto revisione		
	00/00/2022	Oggetto revisione		
Codice Pratica San Severo "CAPOBIANCO"				

INDICE

1.	OGGETTO DEL DOCUMENTO.....	1
2.	DATI DI PROGETTO	2
3.	RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI.....	3
4.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	4
4.1	Configurazione dell'impianto.....	4
4.2	Moduli fotovoltaici	4
4.3	Cabine di conversione e trasformazione	5
4.4	Elettrodotti MT	9
4.5	Scelta del tipo di posa elettrodotto MT	9
4.6	Scelta del tipo di cavi MT	10
4.7	Temperatura di posa	12
4.8	Segnalazione della presenza dei cavi	12
4.9	Prova di isolamento.....	12
4.10	Collegamento al punto di consegna	12
4.11	Impianti di videosorveglianza ed antintrusione	12
5.	CABINA DI SMISTAMENTO E LOCALE TECNICO	13
5.1	Generalità	13
5.2	Descrizione delle apparecchiature MT.....	13
5.3	Protezione lato MT	14
5.4	Rete di terra.....	14
6.	SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO.....	14
6.1	Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto	14
6.2	Protezione da contatti accidentali lato c.c.....	14
6.3	Protezione dalle fulminazioni	15
6.4	Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto.....	15
6.5	Impianto di messa a terra	15
7.	CRITERI DI COSTRUZIONE	16
7.1	Esecuzione degli scavi.....	16
7.2	Esecuzione di pozzetti e camerette.....	16
7.3	Esecuzione delle giunzioni e delle terminazioni a MT.....	16
7.4	Messa a terra dei rivestimenti metallici	17

1. OGGETTO DEL DOCUMENTO

La presente relazione descrive tecnicamente la centrale di conversione dell'energia solare in energia elettrica tramite tecnologia fotovoltaica da realizzarsi nell'agro del Comune di San Severo (FG) e delle relative opere e infrastrutture connesse e necessarie. La centrale ha una potenza nominale di 54,224 MWp.

Si ritiene opportuno evidenziare come l'opera, rientrando negli "impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili", autorizzata tramite procedimento unico regionale è dichiarata di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente, ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs. 387/2003.

In particolare il progetto riguarda gli impianti necessari per permettere il collegamento della centrale fotovoltaica alla RTN.

Tutti i calcoli di seguito riportati e la relativa scelta di materiali, sezioni e dimensioni andranno verificati in sede di progettazione esecutiva e potranno pertanto subire variazioni anche sostanziali per mantenere i necessari livelli di sicurezza.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati.



2. DATI DI PROGETTO

PERSONA FISICA/GIURIDICA	
Richiedente	METKA ENG
Sede legale	99 White Lion Street - Islington - London N1 9PF
SITO	
Ubicazione	San Severo
Uso	Terreno agricolo – Seminativo
Dati catastali	San Severo: porzione del foglio catastale 107
Disponibilità di superficie per moduli	Terreno seminativo, di area pari a circa 108 ettari
Inclinazione superficie	Inclinazione verso sud-est
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Altitudine	55-60 m slm
Latitudine - Longitudine	41°34'59.71"N – 15°22'39.00"E (area baricentrica)
Dati relativi al vento	Circolare 4/7/1996
Carico neve	Circolare 4/7/1996
Condizioni ambientali speciali	NO
DATI TECNICI	
Potenza nominale dell'impianto	54,224 MWp
Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	<1500 V
Tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione	<1000 V
Tipo di intervento richiesto: - Nuovo impianto - Trasformazione - Ampliamento	SI NO NO
Dati del collegamento elettrico - Descrizione della rete di collegamento - Tensione nominale (Un) - Vincoli della Società Distributrice da rispettare	MT neutro isolato Trasporto 30.000 V Normativa ENEL
Misura dell'energia	Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione (eventualmente anche sulla BT)
Punto di Consegna	Stazione Elettrica di consegna nel Comune di San Severo (FG)

3. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Nella redazione del presente progetto sono state e dovranno essere osservate anche in fase di esecuzione dei lavori di installazione, le disposizioni di legge vigenti in materia e le norme tecniche del CEI. In particolare, si richiamano le seguenti Norme e disposizioni di legge:

- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale (in particolare CEI 64-8, CEI 99-3, CEI 81-10);
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici (in particolare CEI EN 60904, 61215)
- conformità al marchio CE per tutti gli apparati di bassa tensione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici e per le opere civili;
- Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:
- il D. Lgs 81/2008 "Testo Unico della sicurezza" e s.m.i.
- il D.M. 37/2008 e s.m.i per la sicurezza elettrica.

Per quanto riguarda il collegamento alla rete e l'esercizio dell'impianto, le scelte progettuali devono essere conformi alle seguenti normative e leggi:

- norma CEI 99-3 per le sezioni MT ed AT e per il collegamento alla rete pubblica, la CEI EN 61727 e le disposizioni del documento Terna "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" per il collegamento alla rete ad alta tensione di Terna S.p.A.;
- norme CEI EN 61724 per la misura e acquisizione dati;
- norme CEI 82-1; CEI 82-25 per i sistemi fotovoltaici;

Dovranno essere inoltre rispettate tutte le leggi in materia fiscale ed in materia di edilizia e realizzazione di strutture.

4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

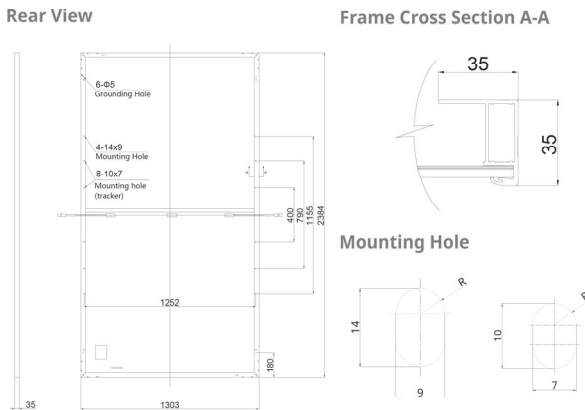
4.1 Configurazione dell'impianto

L'impianto sarà di tipo ad inseguimento monoassiale, ovvero con pannelli fotovoltaici posizionati su tracker infissi nel terreno. La superficie occupata dall'impianto si svilupperà su quattro aree; l'impianto prevede l'installazione di n. 16 inverter con potenza massima di 2200 kVA e 3300 kVA settati in modo che la potenza AC in uscita non superi il valore autorizzato.

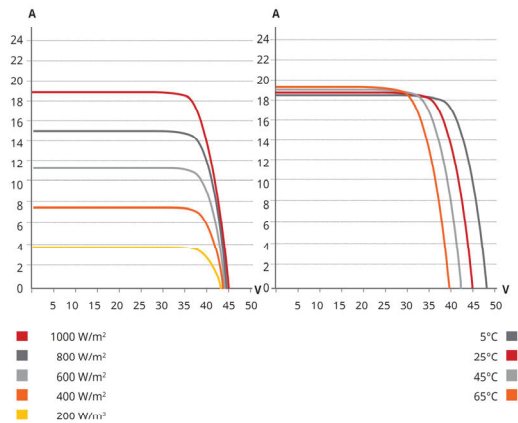
4.2 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che saranno installati avranno una potenza di picco di 665 Wp ciascuno e caratteristiche simili a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 - +10 W					

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 1: Scheda tecnica modulo fotovoltaico



4.3 Cabine di conversione e trasformazione

La conversione e la trasformazione avverranno tramite l'utilizzo di inverter e trasformatori, installati in cabine, di adeguato grado di protezione e dimensioni che permettono l'installazione dei componenti elettrici ed elettronici, così come le celle di media tensione per il collegamento delle varie cabine presenti nei sottocampi. Le cabine avranno dimensioni pari 11,50 x 3,30 (lung. x larg.) e altezza inferiore a 3 m, e saranno internamente suddivise nei seguenti tre vani:

- vano conversione, in cui è alloggiato l'inverter;
- vano trasformazione, in cui è alloggiato il trasformatore BT/MT;
- vano quadri MT, in cui sono alloggiati i quadri di media tensione.

Le principali caratteristiche dei componenti sono le seguenti:

1) Cabina di conversione e trasformazione 3300 kVA

— Quadro MT:

- Grado di protezione IP54 dell'involucro esterno
- Grado di protezione IP65 del circuito MV
- Isolamento in gas sigillato ermeticamente
- Manutenzione semplice

— Trasformatore MT/BT 30/0,60 kV:

- Potenza 3900 kVA
- Raffreddamento tipo ONAN
- Gruppo di vettoriamento Dy11
- Grado di protezione IP54 dell'involucro esterno
- Robusto e affidabile
- Configurato per resistere ad alte temperature e ambienti aspri

— Inverter:

- Potenza AC fino a 3300 kVA@40 °C
- Tensione in ingresso lato DC fino a 1500 V
- 6 MPP
- 36 input lato DC
- Progettato per ambienti rigidi:
 - Manutenzione ridotta al minimo per ogni condizione climatica
 - Grado di protezione IP65
 - Raffreddamento ad aria forzata
 - Controllo di temperatura e umidità che impedisce la formazione di condensa all'interno

- Derating di potenza per temperature ambiente maggiori di 50°C
- Range di temperatura consentita -35 °C ÷ 60 °C
- Controllo e monitoraggio:
 - Controllo in tempo reale con connessione Wi-Fi
 - Comunicazione in tempo reale
 - Connessione remota
 - Aggiornamento del firmware da remoto
 - Sistema di monitoraggio mediante apposita app

2) Cabina di conversione e trasformazione 2200 kVA

— Quadro MT:

- Grado di protezione IP54 dell'involucro esterno
- Grado di protezione IP65 del circuito MV
- Isolamento in gas sigillato ermeticamente
- Manutenzione semplice

— Trasformatore MT/BT 30/0,60 kV:

- Potenza 2800 kVA
- Raffreddamento tipo ONAN
- Gruppo di vettoriamento Dy11
- Grado di protezione IP54 dell'involucro esterno
- Robusto e affidabile
- Configurato per resistere ad alte temperature e ambienti aspri

— Inverter:

- Potenza AC fino a 2200 kVA@40 °C
- Tensione in ingresso lato DC fino a 1500 V
- 4 MPP
- 36 input lato DC
- Progettato per ambienti rigidi:
 - Manutenzione ridotta al minimo per ogni condizione climatica
 - Grado di protezione IP65
 - Raffreddamento ad aria forzata
 - Controllo di temperatura e umidità che impedisce la formazione di condensa all'interno
 - Derating di potenza per temperature ambiente maggiori di 50°C
 - Range di temperatura consentita -35 °C ÷ 60 °C
- Controllo e monitoraggio:

- Controllo in tempo reale con connessione Wi-Fi
- Comunicazione in tempo reale
- Connessione remota
- Aggiornamento del firmware da remoto
- Sistema di monitoraggio mediante apposita app

Le cabine convertiranno la corrente continua in corrente alternata per mezzo di un convertitore statico trifase con caratteristiche idonee alla scelta dei pannelli fotovoltaici costituenti i singoli sottocampi. Tale apparecchio sarà dotato di idoneo dispositivo atto a sezionare e proteggere sia il lato in corrente continua che il lato in corrente alternata.

All'interno delle cabine sarà installato, in un differente vano, secondo la normativa vigente, un trasformatore che provvederà ad elevare la tensione a 30.000 V in corrente alternata, così da poter convogliare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico verso il punto di consegna per essere ceduta all'Ente distributore.

Di seguito è riportata la specifica tecnica del convertitore:

TECHNICAL CHARACTERISTICS

HEMK 600V

	FRAME 1 FS2125K	FRAME 2 FS3190K
REFERENCE		
OUTPUT	AC Output Power(kVA/kW) @50°C ^[1]	2125
	AC Output Power(kVA/kW) @40°C ^[1]	2200
	Max. AC Output Current (A) @40°C	2117
	Operating Grid Voltage(VAC) ^[2]	600V ±10%
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519
	Power Factor (cosine phi) ^[3]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night
INPUT	MPPt @full power (VDC)	849V-1310V
	Maximum DC voltage	1500V
	Number of PV inputs ^[2]	Up to 36
	Number of Freemaq DC/DC inputs ^[4]	Up to 6
	Max. DC continuous current (A) ^[4]	2645
	Max. DC short circuit current (A) ^[4]	4000
EFFICIENCY & AUXILIARY SUPPLY	Efficiency (Max) (η)	98.78%
	Euroeta (η)	98.39%
	Max. Power Consumption (KVA)	8
CABINET	Dimensions [WxDxH] (ft)	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.7 x 2.2 x 2.2
	Weight (lb)	12125
	Weight (kg)	5500
	Type of ventilation	Forced air cooling
ENVIRONMENT	Degree of protection	NEMA 3R - IP55
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)
	Noise level ^[5]	< 79 dBA
CONTROL INTERFACE	Communication protocol	Modbus TCP
	Plant Controller Communication	Optional
	Keyed ON/OFF switch	Standard
PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device
	General AC Protection	Circuit Breaker
	General DC Protection	Fuses
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2
CERTIFICATIONS	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-16, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2
	Compliance	NEC 2017 / IEC
	Utility interconnect	EEE 1547.1-2005 / UL1741SA Feb. 2018 / IEC62116:2014

Figura 2: - Scheda tecnica convertitore

Per ulteriori dettagli tecnici si faccia riferimento all'elaborato grafico dello schema unifilare.

Tutte le parti attive del generatore fotovoltaico saranno isolate da terra, mentre le masse metalliche saranno collegate all'impianto di terra di protezione; a protezione dei contatti indiretti, in ottemperanza alla norma CEI 64-8/4, l'impianto disporrà di un dispositivo di controllo dell'isolamento che indicherà il verificarsi del primo guasto a terra, interrompendo il circuito e quindi il servizio. La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento delle parti attive o con l'utilizzo di involucri e barriere; in ogni caso il contatto verrà impedito in modo totale. L'impianto sarà realizzato con grado di protezione complessivo IP65 minimo. La protezione contro i contatti indiretti nella sezione bassa tensione, in corrente alternata alla frequenza di rete, si attuerà mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione, soddisfacendo la prescrizione:

$$R_t \times I_d \leq 50 \text{ V}$$

Ove:

R_t è la resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse

I_d è la corrente di 1° guasto

50 V è il valore di tensione verso massa.

4.4 Elettrodotti MT

La potenza elettrica raccolta dall'area di produzione sarà trasferita in elettrodotto MT interrato al punto di consegna.

L'elettrodotto si comporrà delle seguenti sezioni fondamentali:

- collegamenti a 30 kV tra le cabine di conversione e trasformazione;
- collegamenti a 30 kV tra le cabine di conversione e trasformazione e le cabine di smistamento;
- collegamento a 30 kV del campo fotovoltaico alla sottostazione elettrica MT/AT.

Per il collegamento tra le cabine di conversione e trasformazione si prevede principalmente la realizzazione di linee MT costituite da collegamenti del tipo entra-esci.

4.5 Scelta del tipo di posa elettrodotto MT

I cavi saranno direttamente interrati e protetti da tegoli tranne nei casi in cui sia necessaria una maggiore protezione meccanica, saranno utilizzate tubazioni in PVC. Le eventuali tubazioni saranno a loro volta rinfiaccate con sabbia (o terra vagliata) e lo scavo sarà riempito con materiale di risulta (salvo diversa prescrizione dell'Ente Proprietario della strada).

Il cavo direttamente interrato garantirà una maggiore portata a parità di sezione rispetto al caso di cavo in tubo.

L'impiego di pozzetti o camerette dovrà essere limitato ai casi di reale necessità, ad esempio per facilitare la posa dei cavi lungo un percorso tortuoso o per la ispezionabilità dei giunti.

4.6 Scelta del tipo di cavi MT

Dovranno essere impiegate terne di cavi disposti a trifoglio, tipo **ARG16H1R16 18/30 kV** (qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto)¹ o in alternativa dei cavi tipo **ARG7H1R 18/30 kV** o similare di sezioni pari a 95 mm², 185 mm², 240 mm² e 630 mm² per il collegamento tra le varie cabine di conversione/trasformazione e tra le cabine di conversione/trasformazione e le cabine di smistamento, (vedere lo schema unifilare).

Il conduttore sarà in alluminio a corda rotonda compatta di alluminio e tra il conduttore e l'isolante in mescola in elastomero termoplastico (qualità HEPR), sarà interposto uno strato di semiconduttore estruso. Tra l'isolante e lo schermo metallico invece sarà interposto uno strato di semiconduttore a mescola estrusa che, a sua volta sarà coperto da un rivestimento protettivo costituito da un nastro semiconduttore igroespandente. La schermatura sarà fatta mediante fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale. La guaina sarà costituita da una mescola a base di PVC di colore rosso.

In fase di installazione sarà prevista la posa all'interno del proprio scavo del tegolino di protezione.

Il cavo suddetto è definito a campo radiale in quanto, essendo ciascuna anima rivestita da uno schermo metallico, le linee di forza elettriche risultano perpendicolari agli strati dell'isolante.

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. Infatti, l'esperienza in altri cantieri ha evidenziato l'improponibilità dell'utilizzo di cavi in rame a causa dei ripetuti furti e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le correnti di impiego in uscita dagli inverter;
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21) e per la tipologia di carico ciclico giornaliero (CEI 20-42/1);
- il contenimento delle perdite di linea.

Nella Tabella più avanti sono riportati i risultati della scelta delle sezioni e la portata dei cavi MT per la posa interrata.

¹ **D.lgs n 106 del 16/06/2017.**

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a 2,0 °K m/W (in fase di progettazione esecutiva sarà effettuata una misura di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, in modo tale da effettuare una correzione del valore se risultasse più alto);
- temperatura terreno pari a 25° C (CEI 20-21 A.3);
- coefficiente di variazione della portata per carico ciclico giornaliero;
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- condizioni di posa con la situazione termica più critica;
- altezza di posa pari a 1,20 m dal piano di calpestio.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata Iz uguale o superiore alla corrente di impiego Ib del circuito. Sono stati così dimensionati i vari tratti di elettrodotto in base al numero di terne affiancate nello stesso scavo.

LINE	Total Dist. (m)	Power (kW)	Power factor	U (V)	I (A)	Section (mm2)	N° Cond	Design, Cable	Nominal Capacity (A)	Ca Tmp	Cd Deph	Cg Group	Ci Ther res	Cs Th R	Iz (A)	ΔV (%)
Area 1																
CCT3 - CCT2	357	2.200	1,00	30.000	42,3	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,02%
CCT2 - CCT1	451	4.400	1,00	30.000	84,7	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,05%
CCT1 - CSM1	301	7.700	1,00	30.000	148,2	185	1	3x1cx185 mm2	314	0,95	0,964	0,83	0,88	1	210	0,03%
CSM1 - CSM2	1.115	7.700	1,00	30.000	148,2	185	1	3x1cx185 mm2	314	0,95	0,964	0,83	0,88	1	210	0,12%
Area 2 - Area 3																
CCT4 - CCT5	515	3.300	1,00	30.000	63,5	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,05%
CCT5 - CCT6	416	5.500	1,00	30.000	105,8	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,06%
CCT6 - CSM2	380	8.800	1,00	30.000	169,4	240	1	3x1cx240 mm2	364	0,95	0,954	0,73	0,88	1	212	0,04%
CCT10 - CCT8	350	2.200	1,00	30.000	42,3	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,02%
CCT8 - CCT7	250	5.500	1,00	30.000	105,8	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,04%
CCT7 - CSM2	351	8.800	1,00	30.000	169,4	240	1	3x1cx240 mm2	364	0,95	0,954	0,73	0,88	1	212	0,03%
CCT11 - CCT9	367	2.200	1,00	30.000	42,3	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,73	0,89	1	129	0,02%
CCT9 - CSM2	319	4.400	1,00	30.000	84,7	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,73	0,89	1	129	0,04%
Area 4																
CCT12 - CCT13	383	3.300	1,00	30.000	63,5	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,03%
CCT13 - CCT14	238	6.600	1,00	30.000	127,0	185	1	3x1cx185 mm2	314	0,95	0,964	0,83	0,88	1	210	0,02%
CCT14 - CSM3	427	9.900	1,00	30.000	190,5	240	1	3x1cx240 mm2	364	0,95	0,954	0,83	0,88	1	241	0,05%
CCT15 - CCT16	380	3.300	1,00	30.000	63,5	95	1	3x1cx95 mm2	217	0,95	0,964	0,83	0,89	1	147	0,03%
CCT16 - CSM3	59	6.600	1,00	30.000	127,0	185	1	3x1cx185 mm2	314	0,95	0,964	0,83	0,88	1	210	0,01%
CSM3 - CSM2	1.500	16.500	1,00	30.000	317,5	630	1	3x1cx630 mm2	600	0,95	0,954	0,83	0,89	1	402	0,12%

Ca: correction factor for ambient ground temperature other than 20°C (hypothesized temperature 25 °C - from technical data)

Cd-> Correction factor for depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (hypothesized depth 1,20 m - from technical data)

Cg-> Correction factor for groups of 3-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (from technical data)

Ci-> Correction factor for soil thermal resistivities other than 1 K•m/W for direct buried single-core cables (hypothesized soil thermal resistivities 2 K•m/W -from technical data)

Tabella 1: Calcoli preliminari



4.7 Temperatura di posa

Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati, non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

4.8 Segnalazione della presenza dei cavi

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando l'opportuna segnaletica.

4.9 Prova di isolamento

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a MT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le CEI 11-17. La tensione di prova dell'isolamento in corrente continua dovrà essere pari a quattro volte la tensione nominale stellata.

4.10 Collegamento al punto di consegna

Il collegamento al punto di consegna dell'energia sarà realizzato con terne di cavi unipolari tipo **ARG16H1R18 18/30 kV** (qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto)² o un cavo tipo **ARG7H1R 18/30 kV** o similare di sezione pari a 630 mm².

4.11 Impianti di videosorveglianza ed antintrusione

Gli impianti di videosorveglianza ed antintrusione saranno installati lungo il perimetro dell'area della centrale fotovoltaica, garantendo la copertura totale dei confini delimitati dalla recinzione.

Gli apparecchi illuminanti saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile (alogeno, LED, ecc.).

I dispositivi di videosorveglianza saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile (telecamere fisse, dome, apparecchiatura di videoregistrazione, ecc.).

I dispositivi di antintrusione saranno scelti in fase esecutiva in funzione della tecnologia disponibile (contatti reed, barriere a infrarossi, sensori a microonde, ecc.).

Gli impianti suddetti verranno alimentati dallo scomparto dedicato ai servizi ausiliari presenti nelle cabine di conversione e trasformazione e smistamento.

² D.lgs n 106 del 16/06/2017.



5. CABINA DI SMISTAMENTO E LOCALE TECNICO

5.1 Generalità

Le cabine MT di smistamento saranno realizzate all'interno delle aree dell'impianto fotovoltaico. Saranno conformi alla norma CEI 0-16 ed avranno dimensione esterna di 11,00 x 3,00 (lung. x larg.) con altezza <3,00 m; si comporranno di tre locali, in particolare:

- vano quadri MT;
- vano per l'alloggiamento del trasformatore per i servizi ausiliari;
- vano per l'alloggiamento dei quadri BT e del monitoraggio.

Le cabine saranno prefabbricate, realizzate in cemento armato vibrato (c.a.v.), complete di vasca di fondazione del medesimo materiale, posate su magroni di sottofondazione in cemento.

L'energia prodotta sarà consegnata alla rete mediante linea in cavo composta da terne di cavi unipolari tipo **ARG16H1R18 18/30 kV** (qualora disponibili sul mercato prima dell'esecuzione dell'impianto) o un cavo tipo **ARG7H1R 18/30 kV** o similare di sezione pari a 630 mm².

5.2 Descrizione delle apparecchiature MT

Le cabine sono progettate in modo da prevedere che sia l'entrata che l'uscita dei cavi di rete MT avvenga in sotterraneo.

Il quadro MT di protezione e controllo della cabina sarà principalmente costituito da diverse celle (alcune potrebbero essere accorpate in fase esecutiva) a seconda dell'area in oggetto con le seguenti funzioni principali:

- cella/e arrivo e protezione linee dalle aree del campo fotovoltaico (protezione generale e protezione di interfaccia);
- cella protezione trasformatore servizi ausiliari;
- celle uscita verso altra cabina di smistamento o punto di consegna.

Le celle saranno equipaggiate, con i seguenti componenti:

- TV (trasformatori di tensione) per protezione e misura,
- TA (trasformatori di corrente) per protezione e misura,
- interruttori tripolari
- protezioni a microprocessore secondo le norme CEI 0-16 e requisiti del Distributore
- sezionatori tripolari (eventualmente con fusibili)
- sezionatori di terra
- spie di presenza tensione
- scaricatori di sovratensione

- morsetti per terminali cavi.

5.3 Protezione lato MT

Le cabine saranno dotate di interruttore automatico MT per la linea di vettoriamento, sezionatori di terra, lampade di presenza rete ad accoppiamento capacitivo, trasformatori di misura. Gli interruttori MT (con azionamento motorizzato) forniranno tramite relè indiretto la protezione dai corto circuiti, dai sovraccarichi, dai guasti a terra.

5.4 Rete di terra

L'impianto di terra della cabina sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 50 mm², interrati ad una profondità di almeno 0,7 m e puntazza a croce ai vertici di sezione 50x50x5 mm e lunghezza 2m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione anche maggiore.

6. SICUREZZA ELETTRICA DELL'IMPIANTO

6.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nominale e questo conferisce una certa sicurezza intrinseca alle stringhe stesse.

6.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V. c.c., valore certamente superato dalle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico, lato corrente continua, è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il

lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT.

In tal modo affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

6.3 Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

6.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogha limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter.

Eventi di corto circuito sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata.

L'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

6.5 Impianto di messa a terra

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispersori in corda nuda di rame di sezione 35 mm² o da una piattina in acciaio 30x3,5 mm (sez. 105 mm²), interrati ad una profondità di almeno 0,5 m. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione.

L'impianto di terra dovrà essere conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte delle protezioni ENEL.

7. CRITERI DI COSTRUZIONE

7.1 Esecuzione degli scavi

Per i cavi interrati la Norma CEI 11-17 prescrive che le minime profondità di posa fra il piano di appoggio del cavo e la superficie del suolo sono rispettivamente di:

- 0,5 m per cavi con tensione fino a 1000 V;
- 0,8 m per cavi con tensione superiore a 1000 V e fino a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 0,6 m)
- 1,2 m per cavi con tensione superiore a 30 kV (su suolo privato tale profondità può essere ridotta a 1,0 m)

In caso di attraversamenti sia longitudinali che trasversali di strade pubbliche con occupazione della carreggiata devono essere applicate in generale le prescrizioni dell'art. 66 del Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della Strada (DPR 16/12/92, n. 945) e, se emanate, le disposizioni dell'Ente proprietario della strada.

In base alle precedenti considerazioni, si giustificano le sezioni adottate per gli scavi, rappresentate nelle Tavole allegate. Le sezioni di scavo includono oltre ai cavi MT, anche altre tubazioni opzionali per il passaggio di eventuali cavi a BT o di segnale che dovessero rendersi necessarie, su richiesta del Committente, per il monitoraggio e la corda di terra.

Canalizzazioni ad altezza ridotta su strada pubblica sono ammesse soltanto previa accordo con l'Ente proprietario della strada ed a seguito di comprovate necessità di eseguire incroci e/o parallelismi con altri servizi che non possano essere realizzati aumentando la profondità di posa dei cavi.

7.2 Esecuzione di pozzetti e camerette

Per la costruzione ed il dimensionamento di pozzetti e camerette occorre tenere presente che:

- si devono potere introdurre ed estrarre i cavi senza recare danneggiamenti alle guaine;
- il percorso dei cavi all'interno deve potersi svolgere ordinatamente rispettando i raggi di curvatura.

7.3 Esecuzione delle giunzioni e delle terminazioni a MT

L'esecuzione delle giunzioni e delle terminazioni su cavi a MT deve avvenire con la massima accuratezza, seguendo le indicazioni contenute in ciascuna confezione. In particolare occorre:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della chiusura e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o terminale;



- utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

7.4 Messa a terra dei rivestimenti metallici

Ai sensi della CEI 11-17, gli schermi dei cavi MT saranno sempre atterrati alle estremità di ogni linea e possibilmente in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.
