

IMPIANTO AGRIVOLTAICO
SITO NEL COMUNE DI ORTA NOVA
IN PROVINCIA DI FOGGIA

Valutazione di Impatto Ambientale

(artt. 23-24-25 del D.Lgs. 152/2006)

Commissione Tecnica PNRR-PNIEC

(art. 17 del D.L. 77/2021, convertito in L. 108/2021)

Prot. CIAE: DPE-0007123-P-10/08/2020

Idea progettuale, modello insediativo e coordinamento generale: **AG Advisory S.r.l.**

Paesaggio e supervisione generale: **CRETA S.r.l.**

Elaborazioni grafiche: **Eclettico Design**

Assistenza legale: **Studio Legale Sticchi Damiani**

Progettisti:

Progetto agricolo: **NETAFIM Italia S.r.l.**

Dott. Alberto Vezio Puggioni

Dott. Roberto Foglietta

Progetto azienda agricola: **Eclettico Design**

Ing. Roberto Cereda

Progetto impianto fotovoltaico: **Silver Ridge Power Italia S.r.l.**

Ing. Stefano Felice

Arch. Salvatore Pozzuto

Progetto strutture impianto fotovoltaico: **Ing. Nicola A. di Renzo**

Progetto opere di connessione: **Ing. Fabio Calcarella**

Contributi specialistici:

Acustica: **Dott. Gabriele Totaro**

Agronomia: **Dott. Agr. Barnaba Marinosci**

Agronomia: **Dott. Agr. Giuseppe Palladino**

Archeologia: **Dott.ssa Caterina Polito**

Archeologia: **Dott.ssa Michela Ruggie**

Asseverazione PEF: **Omnia Fiduciaria S.r.l.**

Fauna: **Dott. Giacomo Marzano**

Geologia: **Geol. Pietro Pepe**

Idraulica: **Ing. Luigi Fanelli**

Piano Economico Finanziario: **Dott. Marco Marincola**

Vegetazione e microclima: **Dott. Leonardo Beccarisi**

Cartella **VIA_2/**

Sottocartella **P_AGRIVOLTAICO/**

Identificatore:
PAGRVLTRELO4

Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Descrizione **Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico**

Nome del file:

PAGRVLTRELO4.pdf

Tipologia

Relazione

Scala

-

Autori elaborato: Ing. Stefano Felice, Arch. Salvatore Pozzuto

Rev.	Data	Descrizione
00	01/02/2022	Prima emissione
01		
02		

Spazio riservato agli Enti:

INDICE

1.	Premessa.....	4
1.1.	Dati generali del Proponente.....	4
1.2.	Valenza dell’iniziativa.....	4
1.3.	Attenzione per l’ambiente.....	4
1.4.	Normativa di riferimento.....	5
2.	Sito di installazione.....	5
2.1	Disponibilità di spazi su cui installare l’impianto.....	5
2.2.	Disponibilità della fonte solare.....	6
2.3.	Fattori morfologici e ambientali.....	7
3.	Dimensionamento dell’impianto.....	7
3.1.	Procedure di calcolo.....	7
3.2.	Impianto FV.....	8
3.3.	Specifiche ed altri componenti dell’impianto.....	9
3.4.	Dimensionamento delle linee DC e AC interne al campo.....	11
3.5.	Impianto di messa a terra.....	13
3.6.	Verifiche.....	15
4	Componenti dell’impianto e caratteristiche tecniche.....	16
4.1.	Moduli Fotovoltaici.....	16
4.2.	Inverter.....	17
4.3.	Cavidotti in MT.....	18
4.4.	Cavidotti di connessione MT interni al Campo.....	20
4.5.	Cavidotti di connessione MT alla Stazione di Utente.....	20
4.6.	Giunti e connettori.....	21
4.7.	Terminali e capicorda.....	21
4.8.	Canalizzazioni.....	22
4.9.	Apertura Fascia di lavoro.....	22
4.10.	Ripristino degli scavi.....	22
4.11.	Ancoraggi su ponti e strutture esistenti.....	23
4.12.	Trivellazione orizzontale controllata.....	23
4.13.	Cavi At 150 kV.....	24
4.14.	Impianto di terra.....	25
4.15.	Sistema di monitoraggio.....	26
4.15.1.	Descrizione generale del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).....	26
5.	Stima dei costi da sostenere per i costi di smantellamento impianto e ripristino del sito.....	28
6.	TEMPI E MODALITA’ DI REALIZZAZIONE DELL’INTERVENTO.....	28
7.	FATTORI D’IMPATTO E MODALITA’ DI GESTIONE E RIDUZIONE.....	28
7.1.	Impatti in fase di cantiere.....	29
7.2.	Impatti in fase di esercizio.....	29
7.3.	Impatto visivo sulle componenti del paesaggio.....	30
7.4.	Fenomeno dell’abbagliamento.....	30
7.5.	Variazione del campo termico.....	30

7.6.	Impatti in fase di smantellamento	30
8.	Ricadute occupazionali	30

1. PREMESSA

1.1. Dati generali del Proponente

RAGIONE SOCIALE : **Marseglia Amaranto Energia e Sviluppo Srl**

SEDE LEGALE: **Via Baione, 200 - 70043 Monopoli (BA)-CONTATTI : tel. + 39 080/9302032 e 0874/67618**

P.IVA E C.F :**08253640729**

1.2. Valenza dell'iniziativa

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

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- Affinché l'intervento possa essere realizzato si dovrà ottenere Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del Decreto Legislativo 387/2003.

1.3. 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, 37881,54 MWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

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 di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	6914,101
TEP risparmiate in 20 anni	138282

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

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 di	Emissioni evitate in atmosfera			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	443.0	0.525	0.498	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	16379393	19411,25	18412,95	887,3712
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	327587868	388224,9	368259,05	17747,424

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2009

1.4. 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).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato in Appendice A.

2. Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto di vari fattori:

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

2.1 Disponibilità di spazi su cui installare l'impianto

La zona in cui è ubicato l'impianto è costituita da terreni agricoli.

L'impianto sarà installato a terra, strutture metalliche ad inseguimento di rollio (Est- Ovest) e strutture fisse a terra nelle aree individuate dai seguenti estremi catastali:

Comune di Ortanova (FG):

Foglio 2 p.lle 355-63-184-185-290-291-292 e al foglio 3 p.lle 21-23-61-62-63-64-65-66-67-78-79-80-81-112-113-114-115-116-117-128-131-132-134-135-177-257-259-297-298-335, foglio 4 p.lle 559 e 560, per una superficie complessiva di 69,631 ha.

2.2. Disponibilità della fonte solare

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

- Per la località sede dell'intervento, ovvero il Comune di Ortanova Area 1 (FG) avente coordinate geografiche 41.357690° lat. N e 15.790460° long. E,
- coordinate piane sistema di riferimento UTM zona **33T** 566160.50 m E 4579138.12 m N
- con una altitudine media sul livello del mare di m 69.

I valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano collettori [kWh/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
82.8	85.2	163.8	194.8	266.1	287.7	309.9	293.8	199.5	146.9	109.5	67.2

Fonte dei dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a:

Annua

2207,00 kWh/m²

Fonte dei dati: UNI 10349

Fonte dei dati: UNI 10349

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a:

Fonte dei dati: UNI 10349

Il calcolo della producibilità specifica è stato eseguito mediante software PVSyst di cui si allega report completo, il valore medio calcolato è di 1711kWh/kWp.

2.3. Fattori morfologici e ambientali

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.

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
0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

L'albedo medio annuo è pari a 0.20.

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1. Procedure di calcolo

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 ad est – ovest l'area 1 e a Sud l'area 2 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.

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.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generate 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:

Totale perdite [%] = $[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$ per I seguenti valori:

- Perdite per riflessione:
 - Perdite per ombreggiamento.
 - Perdite per mismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

Critero di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °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 -10 °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 -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingress dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (cortocircuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingress dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

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

3.2. Impianto FV

L'impianto è di tipo grid-connected e la tipologia di allaccio è: trifase in Alta tensione mediante la costruzione di una nuova Sottostazione SU che verrà connessa in antenna ad un nuovo stallo della stazione elettrica "Manfredonia" di "Terna".

Il generatore è caratterizzato da una potenza totale pari a 22,14 MWP e una produzione di energia annua

pari a 36973,4580 MWh (equivalente a 1670 kWh/kWp), derivante da 27240 moduli (665Wp) in Area 1 e 9150 (40Wp) in Area 2 posizionati rispettivamente su tracker monoassiali e strutture fisse mediante infissione su una superficie 69,631 ha.

3.3. Specifiche ed altri componenti dell'impianto

Cablaggio elettrico

I collegamenti elettrici tra i moduli fotovoltaici verranno effettuati collegando fra loro in serie i moduli della stessa stringa, attraverso connettori multicontact. I cavi di stringa di collegamento fine stringa - cassette stringa saranno di sezione 6 mmq – e quelli da cassetta stringhe ad inverter saranno di sezione variabile a seconda della distanza percorsa, come riassunto nella seguente tabella. I cavi dc utilizza ti saranno del tipo solare H1z2z2.

ENERGIA SOLARE

H1Z2Z2-K

Marcatura CE 0987 SPECIALCAB DALDASSARI H1Z2Z2-K «domestico»-E MMSQU HAR-estec»-carico SCA











RIFERIMENTI NORMATIVI

EN 50618
EN 60228 EN 50395
EN 50618
EN 50618 EN 50395 EN 62230
EN 50618 EN 50396 EN 60228
EN 60811-401 EN 50618
EN 60811-504 EN 60811-505 EN 60811-506 EN 50618
EN 60811-403 EN 50396 EN 50618
EN 50618 EN 50289-4-1.7 metodo A
EN 50618
EN 60068-2-78
EN 60811-503
EN 60332-1-2
EN 61034-2 (LT:60%)
EN 50525-1
EN 50618 EN 60216-1 EN 60216-2

CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Anima:
Conduttore in rame stagnato flessibile, classe 5.

Isolamento:
Miscela LSZH a base di gomma reticolata.

Guaina esterna:
Miscela LSZH a base di gomma reticolata speciale, resistente ai raggi UV.

Colori:
Colore anima:
Bianco
Colore guaina esterna:
Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000)

CLASSE DI REAZIONE AL FUOCO

EN 50575:2016 E_u

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Tensione di esercizio anima:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)

Tensione di esercizio guaina:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)

Tensione di prova: 15 kV C.C.

TEMPERATURE

Temperatura minima di esercizio: -40°C
Temperatura massima di esercizio: +90°C
Temperatura massima di cortocircuito: +250°C

APPLICAZIONI

Cavo conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo.
Cavo unipolare halogen free adatto al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari.
Il cavo H1Z2Z2-K ha un'ottima resistenza ai raggi UV ed alle condizioni atmosferiche.
Il funzionamento del cavo è stimato in circa 25 anni (EN 50618) ed il periodo previsto per un suo utilizzo ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una temperatura massima ambientale di 90°C è limitato a 20.000 ore.
Per posa fissa all'esterno ed all'interno di fabbricati, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate.**

CONDIZIONI DI POSA

Temperatura ambiente (Ambiente)

Raggiamento di luce UV

Impatto meccanico

Posa fissa

In area chiusa

In area coperta all'aperto

Posizione normale

Integrità del prodotto

In area chiusa

Condizionamento esterno

Figura 1 cavi di chiusura Stringhe DC

ARG16R16-0,6/1 kV

Costruzione, requisiti elettrici
fisici e meccanici: CEI 20-13

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE

REAZIONE AL FUOCO



CONFORME CPR
REGOLAMENTO 305/2011/UE

Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	C _{ca} -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Gas corrosivi e alogenidrici:	EN 60754-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2018

Figura 2 Cavi di potenza da string box a inverter

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™
CABLE SYSTEM



Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento HD 620/IEC 60502-2	Standard HD 620/IEC 60502-2
Descrizione del cavo Anima Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio Semiconduttivo interno Mescola estrusa Isolante Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE) Semiconduttivo esterno Mescola estrusa Rivestimento protettivo Nastro semiconduttore igrospandente Schermatura Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (R _{max} 3Ω/Km) Protezione meccanica Materiale Polimerico (Air Bag) Guaina Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2) Marcatura PRYSMIAN (** ARP1H5(AR)E <tensione> <sezione> <anno>	Cable design Core Compact stranded aluminium conductor Inner semi-conducting layer Extruded compound Insulation Thermoplastic elastomer compound (type HPTE) Outer semi-conducting layer Extruded compound Protective layer Semiconductive watertight tape Screen Aluminium tape longitudinally applied (R _{max} 3Ω/Km) Mechanical protection Polymeric material (Air Bag) Sheath Polyethylene: red colour (DMP 2 type) Marking PRYSMIAN (** ARP1H5(AR)E <rated voltage> <cross-section> <year>
(**) sigla sito produttivo	(**) production site label
Marcatura in rilievo ogni metro Marcatura metrica ad inchiostro	Embossed marking each meter Ink-jet meter marking
Applicazioni Temperatura di sovraccarico massima 140°C Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100 N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.	Applications Overload maximum temperature 140°C K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100 N.B. According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.
Accessori idonei Terminali ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136) Giunti ECOSPEED™ (pag. 140)	Suitable accessories Terminations ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136) Joints ECOSPEED™ (pag. 140)

Figura 3 Cavi di collegamento tra power skid e tra power skid e MTR – Sottostazione lato MT

3.4 Dimensionamento delle linee DC e AC interne al campo

Di seguito si riportano gli schemi tipo per il cablaggio delle stringhe:

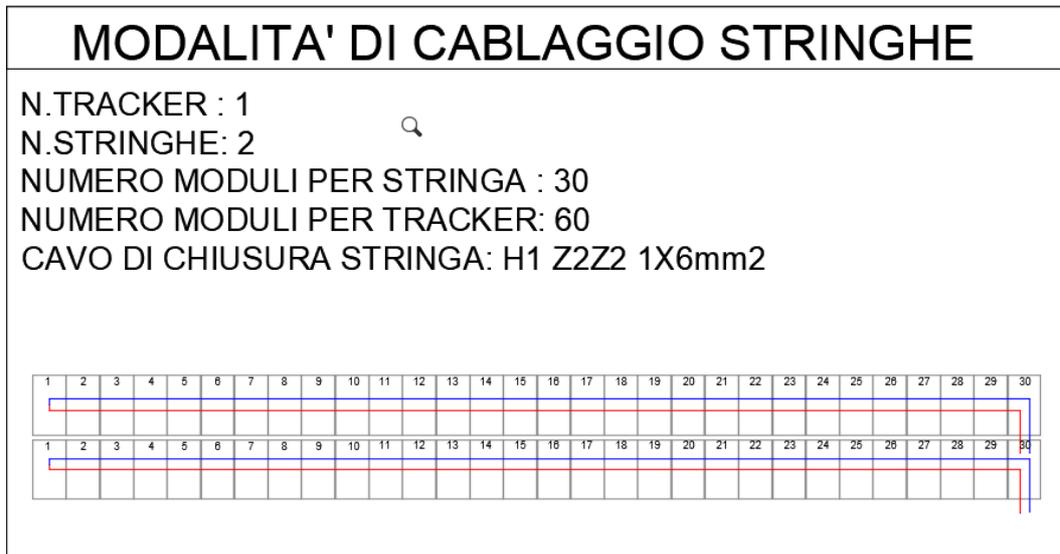


Figura 4 Schema tipo cablaggio stringhe

Sezione cavi di potenza dalla cassetta stringhe all'inverter

Sezione cavi dc di collegamento tra SB -- inverter				
C.d.t.	<1%	Lunghezza [m]	Sezione [mmq] Cu/Al	Cavi per fase
C.d.t.	<1%	≤ 500m	120/240	2
C.d.t.	<1%	≤ 400m	120/240	2
C.d.t.	<1%	≤ 300m	120/240	2
C.d.t.	<1%	≤ 200m	95/185	1
C.d.t.	<1%	≤ 100m	95/185	1

Cavo AC MT DA CHIUSURA AD ANELLO DA POWER SKID A CABINE MTR

Dimensionamento Linee ORTANOVA 1													
PR	Descrizione linea	Lunghezza [km]	IB(A)	CDT		Potenza CC [kW]	Tipologia cavo	Sezione [mmq]	Cavi per fase	IZ [A] (20°C)	K-riduzione Temp- Posa	IZ [A] equivalente	Tipologia di posa
				[V]	[%]								
A	PS1- MTR	0,65	312,29	45,2340789	0,15078026	4349,1	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO
B	PS1- PS2	0,2	312,29	13,9182219	0,04639407	4349,1	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO
C	PS2 -PS3	0,65	395,29	57,256367	0,19085456	6344,1	ARP1H5(AR)	300	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO
D	PS3 - PS4	0,48	312,29	33,4037326	0,11134578	11211,9	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO
E	PS4 - PS5	0,75	312,29	52,1933322	0,17397777	15720,6	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO
F	PS5-MTR1	1,7	312,29	118,304514	0,39434838	18114,6	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO

	Resistenza [ohm/km]	Reattanza [ohm/km]	IB[A]	Lunghezza [km]	Resistenza linea [ohm/km]	Reattanza linea [ohm/km]	Caduta di tensione [V]	A Componente resistiva [V]	B Componente induttiva [V]	Caduta di tensione [%]	Tensione di linea [V]
A	0,101	0,106	312,29	0,65	0,06565	0,0689	45,23407889	33,69466555	11,53941334	0,15078026	30000
B	0,101	0,106	312,29	0,2	0,0202	0,0212	13,91822192	10,36762202	3,550599892	0,04639407	30000
C	0,101	0,106	395,29	0,65	0,06565	0,0689	57,25636703	42,65001488	14,60635215	0,19085456	30000
D	0,101	0,106	312,29	0,48	0,04848	0,05088	33,4037326	24,88229286	8,521439742	0,11134578	30000
E	0,101	0,106	312,29	0,75	0,07575	0,0795	52,19333218	38,87858259	13,3147496	0,17397777	30000
F	0,101	0,106	312,29	1,7	0,1717	0,1802	118,304514	88,1245099	30,18000412	0,39434838	30000
G	0,063	0,098	395,29	13	0,819	1,274	802,1492115	532,0694925	270,079719	2,67383071	30000

Dimensionamento Linee ORTANOVA 2													
PR	Descrizione linea	Lunghezza [km]	IB(A)	CDT		Potenza CC [kW]	Tipologia cavo	Sezione [mmq]	Cavi per fase	IZ [A] (20°C)	K-riduzione Temp- Posa	IZ [A] equivalente	Tipologia di posa
				[V]	[%]								
A	PS1- MTR2	0,25	83,00	4,62395698	0,01541319	4026	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO
B	MTR 2- MTR1	4	83,00	73,9833116	0,24661104	4026	ARP1H5(AR)	400	1	530	0,8	424	TRIFOGLIO

	Resistenza [ohm/km]	Reattanza [ohm/km]	IB[A]	Lunghezza [km]	Resistenza linea [ohm/km]	Reattanza linea [ohm/km]	Caduta di tensione [V]	A Componente resistiva [V]	B Componente induttiva [V]	Caduta di tensione [%]	Tensione di linea [V]
A	0,101	0,106	83,00	0,25	0,02525	0,0265	4,623956975	3,444365125	1,17959185	0,01541319	30000
B	0,101	0,106	83,00	4	0,404	0,424	73,9833116	55,109842	18,8734696	0,24661104	30000

3.5. Impianto di messa a terra

L'impianto di terra verrà realizzato con conduttore in rame nudo da 35 mmq collegato all'impianto di terra dei manufatti destinati alla conversione e al parallelo tra le linee MT.

La struttura di sostegno sarà collegata direttamente a terra. Allo stesso nodo di terra sarà collegata anche l'uscita di terra degli inverter.

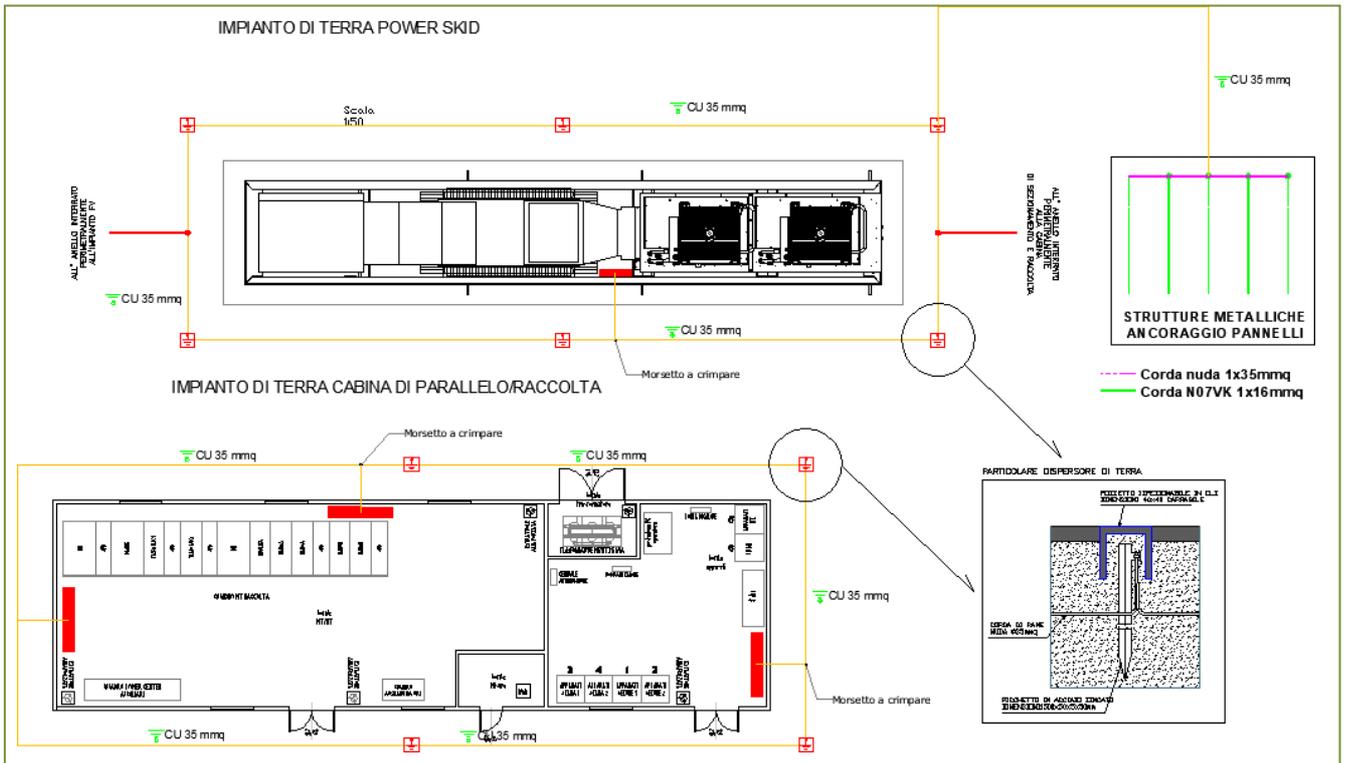


Figura 6-schema di impianto di terra

Protezioni

Gruppi generatori di taglia inferiore a 200 MVA sono di norma connessi alle reti di livello di tensione 132-150 e 220 kV, più raramente a quelle di livello di tensione 380 kV. La protezione standard di questi gruppi nei confronti dei cortocircuiti esterni è rappresentata da un relè a massima corrente e da un relè a minima tensione concatenata ad una soglia di intervento installati nel montante MT di gruppo. Specialmente per i gruppi generatori di taglia più elevata è frequente l'impiego di protezioni distanziometriche (per quanto non obbligatorie secondo la norma CEI 11-32) per le quali valgono le regole di taratura indicate al paragrafo 7.1.1.1." Gruppi generatori convenzionali con Potenza nominale superiore a 200 MVA" Per taglie al di sotto di 20 MVA, invece, la soluzione con protezioni a massima corrente e minima tensione rappresenta la norma. Nel caso di generatori con trasformatore elevatore a neutri isolato, talora presenti nelle reti di livello 132, 150 e 220 kV, è prevista anche una protezione a massima tensione omopolare (59N) a due soglie di intervento, installata nel lato AT del trasformatore di gruppo al fine di rilevare i cortocircuiti monofase a terra.

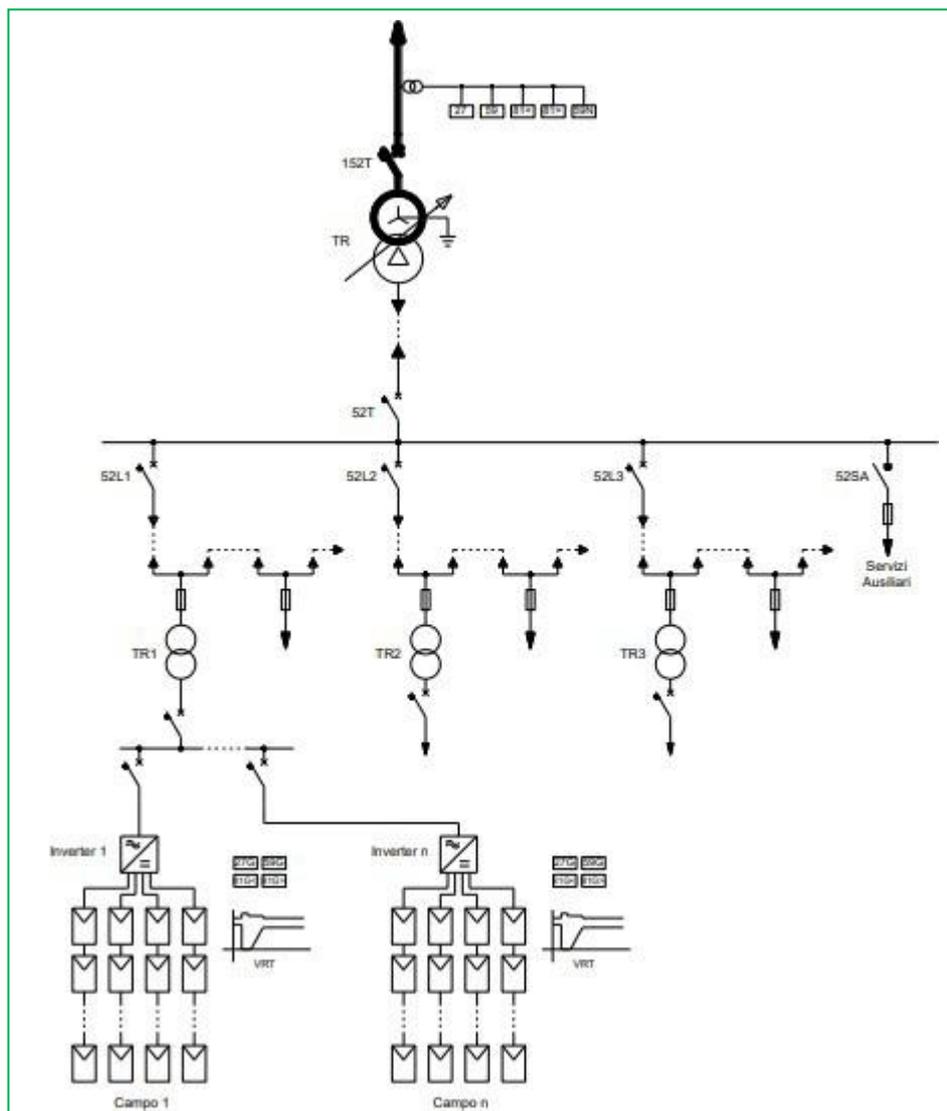


Figura 7- Schema di principio con evidenza delle protezioni di rete

Verifiche

Verifica tecnico funzionale

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Per gli impianti di potenza superiore a 1 kWp ed inferiore a 50 kWp:

- condizione da verificare: $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / ISTC$.
- condizione da verificare: $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore FV con precisione migliore del +/- 2%;

Pnom è la potenza nominale del generatore FV;

I è l'irraggiamento misurato al piano dei moduli, con precisione migliore del 3% (deve essere $I > 600 \text{ W/m}^2$);

ISTC=1000 W/m² è l'irraggiamento in condizioni standard;

Pca è la potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%.

Connessione dell'impianto alla rete elettrica del distributore locale

L'impianto FV verrà disconnesso dalla rete del distributore nel caso che i valori di funzionamento relativi a tensione e frequenza di rete dovessero uscire dal range:

- Minima tensione: $0.8 V_n$ (tempo d'intervento 0.2s)
- Massima tensione: $1.2 V_n$ (tempo d'intervento 0.15 s)
- Minima frequenza: 49.7 Hz (tempo d'intervento 0.0 s, senza ritardo intenzionale)
- Massima frequenza: 50.3 Hz (tempo d'intervento 0.0 s, senza ritardo intenzionale)

La disconnessione dalla rete avverrà automaticamente tramite il dispositivo interno all'inverter.

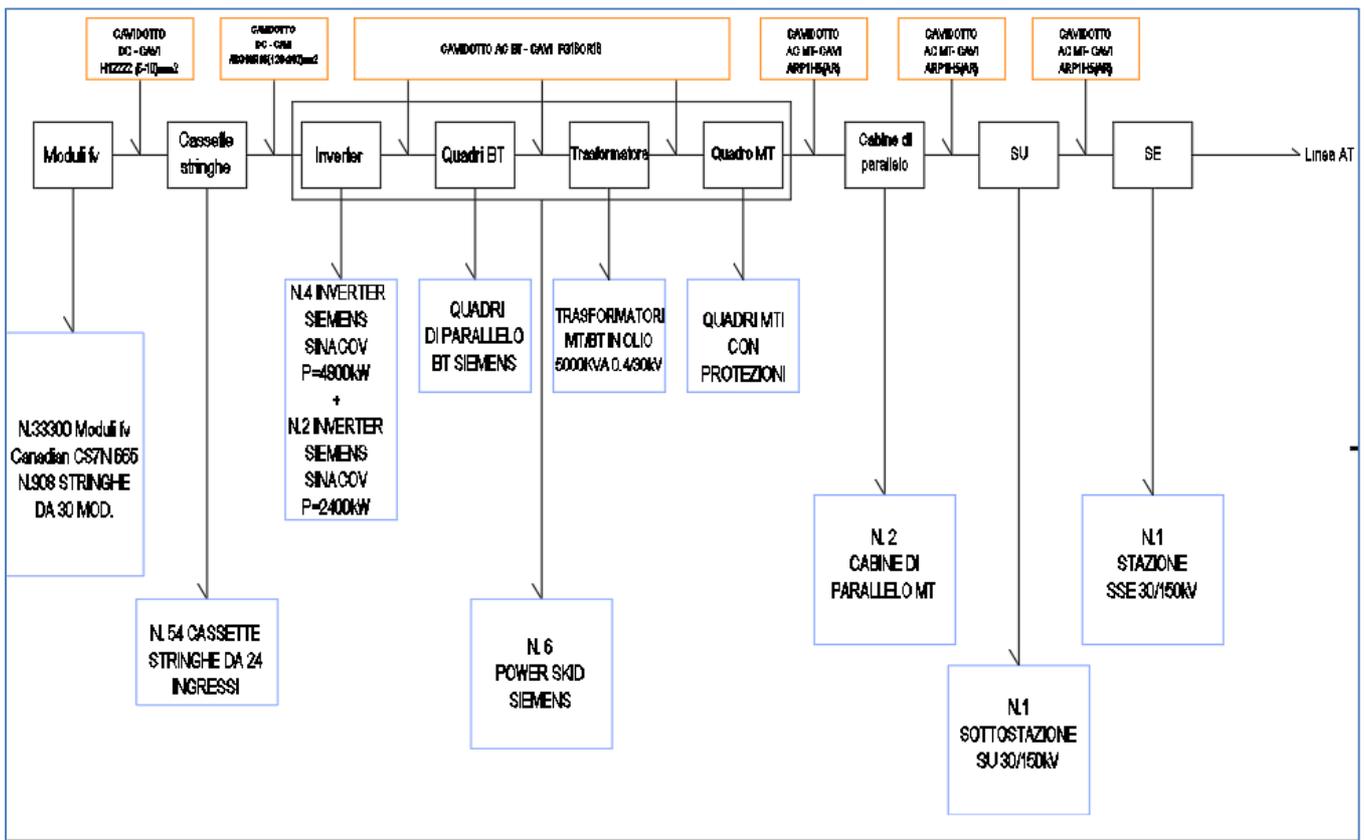


Figura 8 - Schema a blocchi impianto

4 Componenti dell'impianto e caratteristiche tecniche

4.1 Moduli Fotovoltaici

Moduli utilizzati

DATI GENERALI

Marca	CANADIAN
Modello	CS 7N
Tipomateriale	Si monocristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	665 W
Im [A]	17.28
Isc [A]	18.51
Efficienza [%]	21.4
Vm [V]	38.5
Voc [V]	45.6

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.34
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.05
NOCT [°C]	42±2
Vmax [V]	1500

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2384
Larghezza [mm]	1303
Superficie [m ²]	3.106
Spessore [mm]	35
Peso [kg]	35,7
Numero celle	132

CERTIFICAZIONI

Certificazione IecEn	Certificato IEC-62716
Certificazione Classe II	Certificato ISO9001
Altre certificazioni	

NEW

Preliminary Technical Information Sheet

HiKu7 Mono
640 W ~ 665 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665MS

MORE POWER

- 665 W Module power up to 665 W
Module efficiency up to 21.4 %
- Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
- Comprehensive LID / LETID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Year Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Year Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2% Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OSHA 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

*As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 45 GW deployed around the world since 2001.

ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View

Frame Cross Section A-A

Mounting Hole

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					

* Under Standard Test Conditions (STC) of Irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

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	35.7 kg (78.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (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	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

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

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.

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

4.2 Inverter

DATI GENERALI

Marca	SIEMENS
Modello	SINACON PV 4800
Tipofase	Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMpptmin[V]	983.00
VMpptmax[V]	1081.00
Imax[A]MPPT	1220
Vmax[V]MPPT	1500.00
NumeroMPPT	2

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [kW]	4800
Tensione nominale [V]	600
Rendimento max[%]	98.7
Distorsione corrente[%]	<3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo[%]	98.8

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH[mm]	3507x3734x1142
Peso[kg]	3900

Livello di protezione: IP 65.



TRASFORMATORE MT/BT:

Dati di targa trasformatore MT /BT:

Tipologia: Trasformatore MT/BT isolato in olio.

Tensione Primario: 30kV;

Tensione Secondario: 600V;

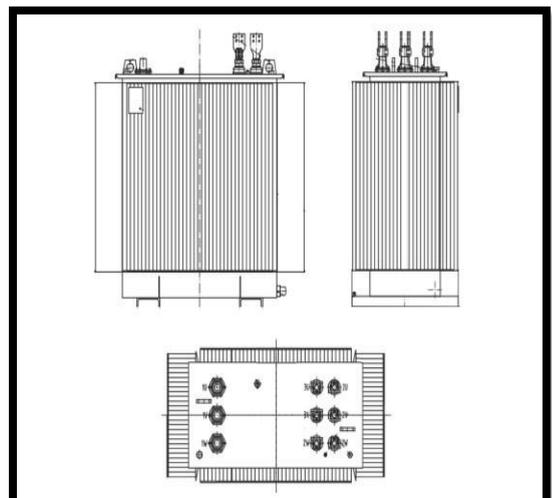
Potenza nominale =4.8MVA

Livello di isolamento: 36kV

Classe di isolamento: 36/70/170

KvLivelloisolamento BT:4kV

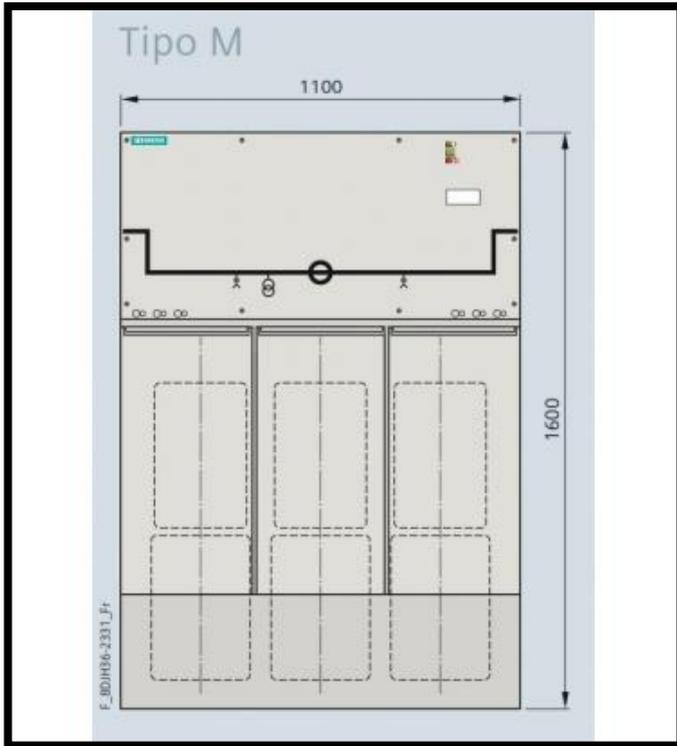
Regolazione MT: $\pm 2 \times 2,5\%$



QUADRO DI MEDIA TENSIONE MT

Marca: Siemens

Fronte quadro



Caratteristiche Componenti quadro

Rated			
Voltage		kV	36
Frequency		Hz	50/60
Short-duration power-frequency withstand voltage		kV	70
Lightning impulse withstand voltage		kV	170
Normal current for ring-main feeders		A	630
Normal current for busbar		max. A	630
Normal current for circuit-breaker feeders		A	630
Normal current for transformer feeders		A	200*
Short-time withstand current, 1 s		max. kA	20
Short-time withstand current, 3 s		max. kA	20
Peak withstand current		max. kA	50
Short-circuit making current	for ring-main feeders	max. kA	50
	for circuit-breaker feeders	max. kA	50
	for transformer feeders	max. kA	50
Short-time withstand current, 1 s		max. kA	20
Short-time withstand current, 3 s		max. kA	20
Peak withstand current		max. kA	52
Short-circuit making current	for ring-main feeders	max. kA	52
	for circuit-breaker feeders	max. kA	52
	for transformer feeders	max. kA	52

* Depending on HV HRC fuse-link

Normativa di riferimento

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- 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 11-27 Lavori su impianti elettrici
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
- Norma CEI 0-14 "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
- Norma CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne"
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria"

- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee e polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”
- Norma CEI 11-61 “Guida all’inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”
- Norma CEI 11-63 “Cabine Primarie”
- Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua” Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di tele comunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”
- Norma CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 “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”
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche"
- D.M. 12 Settembre 1959 “Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all’esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro”
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l’esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione e l’esecuzione e l’esercizio delle linee aeree esterne” (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne” (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)” (D.P.C.M del 8/07/2003);
- “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l’accumulo e l’utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8” (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.); Codice della strada (D.Lgs. n. 285/92) e successive modificazioni;
- Leggi regionali e regolamenti locali in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli elettrodotti, qualora presenti ed in vigore.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

4.3 Cavidotti di connessione MT interni al Campo

Di seguito si riporta la descrizione generale del collegamento in cavo MT tra Power Skid e tra Power Skid e Cabine MTR.

Il collegamento tra i Power Skid sarà realizzato in modalità entra esce con richiusura ad anello direttamente in cabina di raccolta. L'impianto sarà suddiviso in n.2 sezioni di Potenza di cui n.1 di Potenza P=18,11 MW e n.2 di Potenza P=4,026 MW.

Il cavidotto sarà di tipo interrato su terreno agricolo, le sezioni adottate varieranno a seconda del numero di cavi da utilizzare. Negli elaborati di progetto viene riportato il dettaglio delle sezioni. Saranno utilizzati cavi in alluminio del tipo "ARP1H5 (AR)" di sezione S=400mm² - n.1 cavi per fase.

4.4 Cavidotti di connessione MT alla Stazione di Utenza

L'impianto sarà collegato ad una stazione di Terna mediante nuova stazione MT/AT di Utenza da costruire. Il collegamento tra la cabina di raccolta MTR e la stazione di utenza SU sarà eseguito mediante cavidotto interrato su strada asfaltata caratterizzato da una lunghezza di L=17km. Saranno utilizzati cavi in alluminio del tipo "ARP1H5(AR)" di sezione S=630mm² - n.1 cavi per fase.

PIANO PARTICELLARE DESCRITTIVO

PIANO PARTICELLARE OPERE DI CONNESSIONE					
n. di linea contratto	DATI DI VISURA				
	INTESTAZIONE	PARTICELLE			SUPERFICIE OCCUPATA (m ²)
	Nominativo titolare diritti	Comune	foglio	Qualità	
1	Strada Provinciale 70	Orta Nova (FG)	4	Strada Provinciale	234,60
2	Strada Comunale	Orta Nova (FG)	4	Strada Comunale	1.000,00
3	Strada Comunale	Orta Nova (FG)	2	Strada Comunale	163,20
4	Strada Provinciale 79	Orta Nova (FG)	4	Strada Provinciale	151,20
5	Strada Provinciale 79	Orta Nova (FG)	2	Strada Provinciale	1.487,00
6	Strada Comunale	Cerignola	83	Strada Comunale	121,20
7	Strada Comunale	Orta Nova (FG)	18	Strada Comunale	608,40
8	Strada Provinciale 79	Cerignola	83	Strada Provinciale	57,60
9	Strada Provinciale 79	Cerignola	82	Strada Provinciale	387,00
10	Strada Comunale	Cerignola	82	Strada Comunale	613,20
11	Strada Comunale	Cerignola	81	Strada Comunale	64,00
12	Strada Comunale	Foggia	162	Strada Comunale	680,00
13	Strada Comunale	Manfredonia	136	Strada Comunale	329,00
14	Strada Comunale	Foggia	161	Strada Comunale	134,40
15	Strada Comunale	Manfredonia	133	Strada Comunale	209,40
16	Strada Provinciale 80	Foggia	161	Strada Provinciale	1.429,20
17	Strada Provinciale 80	Manfredonia	134	Strada Provinciale	118,00
18	Strada Provinciale 80	Foggia	160	Strada Provinciale	642,60
19	Strada Provinciale 80	Manfredonia	130	Strada Provinciale	643,80
20	Strada Provinciale 80	Manfredonia	129	Strada Provinciale	457,60
21	Strada Provinciale 80	Manfredonia	101	Strada Provinciale	210,60
22	Strada Provinciale 70	Manfredonia	101	Strada Provinciale	497,20
23	Strada Provinciale 70	Manfredonia	128	Strada Provinciale	261,60
TOTALE					10.500,80

Il tracciato è stato studiato in compatibilità con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati. Nella definizione dell'opera sono stati adottati I seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalle normative vigenti;
- 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.

L'elettrodotto dovrà assicurare una portata di circa 18,82 MVA , pari cioè alla Potenza in immissione dell'impianto in oggetto. La corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32, per le quali è necessario poter effettuare una regolazione di Potenza reattiva nell'intervallo del fattore di Potenza compreso fra 0,95Ind. e 0,95Cap. Partirà dal campo una sola linea verso la stazione SU, la corrente massima che interessa la linea sarà la seguente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi} = 395A$$

4.5 Giunti e connettori

I giunti hanno il compito di collegare tra loro due pezzature contigue di cavo e devono assicurare la connessione dei conduttori di due pezzature di cavo mediante manicotti metallici denominati connettori, garantire l'isolamento del conduttore, controllare la distribuzione del campo elettrico, per evitare concentrazioni localizzate che possono provocare in breve tempo la perforazione del giunto, garantire il mantenimento della continuità elettrica tra gli schermi metallici dei cavi, provvedere alla protezione dall'ambiente nel quale il giunto è posato. Per l'installazione dei connettori sui cavi MT in alluminio, particolarmente sensibili all'ossidazione, a differenza del rame dove si produce una pellicola di ossido protettivo, e dove la presenza di aria nei trefoli genera un processo corrosivo irreversibile, sono previste compressioni (punzonature) molto profonde per realizzare una deformazione omogenea dei due component assiemati.

4.6 Terminali e capicorda

I terminali, che costituiscono generalmente le estremità di una linea in cavo, nonchè gli elementi di connessione alle apparecchiature, devono consentire di connettere il conduttore, mediante capicorda, di sigillare il cavo contro il possibile ingresso di acqua o umidità, di proteggere l'isolante dalle radiazioni UV,

dagli agenti atmosferici e comunque dall'ambiente circostante e di controllare il campo elettrico per i cavi MT.

4.7 Canalizzazioni

Protezione e segnalazione dei CAVI

Per i cavi interrati le Norme CEI 11-17 prevedono una protezione meccanica che può essere intrinseca al cavo stesso oppure supplementare a seconda del tipo di cavo e della profondità di posa. Nel caso in esame sarà utilizzata eventualmente una protezione meccanica mediante utilizzo di cavidotto in tubo flessibile (corrugato) con resistenza all'urto (CEI 23-46) di tipo N (normale) o mediante l'uso di tegole protettive; in alternative potranno essere utilizzati cavi di tipo armato "AIRBAG". Sarà previsto superiormente il nastro segnaletico posato ad almeno 20cm dalla protezione del cavo. Il diametro nominale interno del tubo sarà maggiore di 1,4 volte il diametro del cavo, ovvero diametro 160mm.

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo secondo le modalità descritte nei tipici allegati. In sede di progetto esecutivo e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso private.

4.8 Apertura Fascia di lavoro

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

La posa del cavo sarà eseguita in accordo alla normativa vigente, l'elettrodotta interrato sarà realizzato in modo da escludere, o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori). Realizzata la trincea, si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. Durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi saranno adottate le seguenti precauzioni.

Si opererà in modo che le temperature dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati, non sarà inferiore a 0°C; i raggi di curvature dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo.

4.9 Ripristino degli scavi

Al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera.

Le opere di ripristino saranno le seguenti:

1. Ripristini geomorfologici ed idraulici;
2. Ripristini della vegetazione.
3. Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nella riprofilatura dell'area interessata dai lavori e nella ri-configurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

La funzione principale del ripristino idraulico è essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso. Successivamente si passerà al ripristino vegetale, avente lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente I lavori nelle zone con vegetazione naturale. Il ripristino avverrà mediante la ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato, l'inerbimento, la messa a dimora, ove opportuno, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetative possibile. Le aree agricole saranno ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

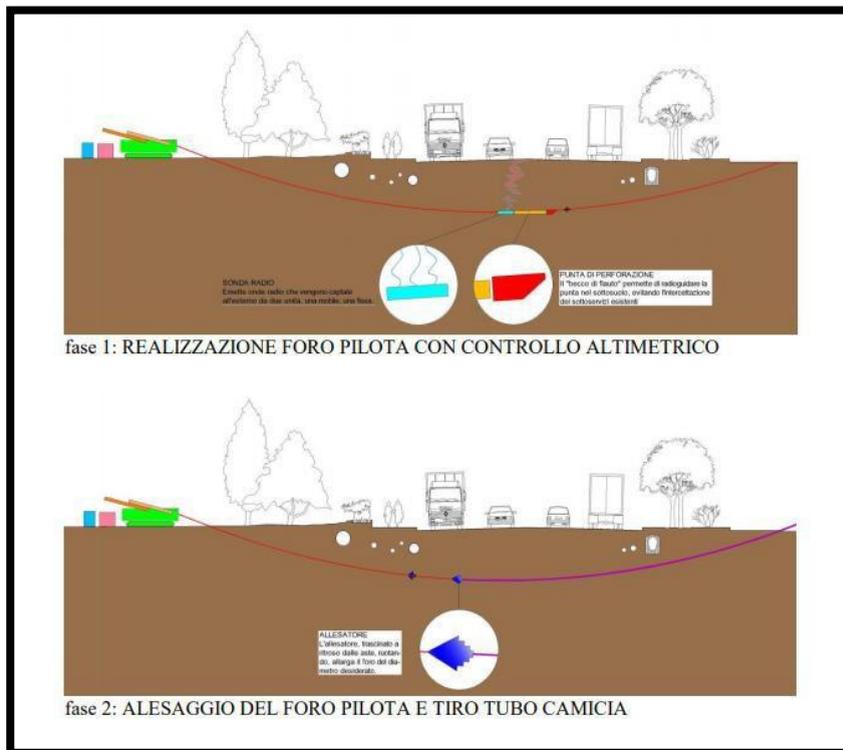
4.10 Ancoraggi su ponti e strutture esistenti

Nel caso il tracciato del cavo prevedesse l'attraversamento di ponti pre-esistenti, sarà valutata la possibilità di effettuare lo staffaggio sotto la soletta in c.a. del ponte stesso o sulla fiancata della struttura mediante apposite staffe in acciaio, realizzando cunicoli inclinati per raccordare opportunamente la posa dei cavi realizzati lungo la sede stradale (in profondità circa 1,2 m) con la posa mediante staffaggio.

4.11 Trivellazione orizzontale controllata

L'indagine del sito e l'attenta analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione orizzontale. Per eseguire l'analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, sarà utilizzato il sistema "Georadar".

In ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.



4.12 Cavi At 150 kV

Il collegamento tra la sottostazione SU di utenza e il nuovo stallo della Stazione “Manfredonia” avverrà mediante elettrodotto interrato per una lunghezza di circa 500m.

Ciascun cavo alta tensione a 150 kV sarà costituito da:

- un conduttore in alluminio compatto di sezione indicative pari a circa 400 mm² tamponato;
- schermo semiconduttivo sul conduttore;
- isolamento in polietene reticolato (XLPE);
- schermo semi conduttivo sull'isolamento;
- nastri in materiali espandenti;
- guaina in alluminio longitudinalmente saldata;
- rivestimento in polietene con grafitatura esterna.

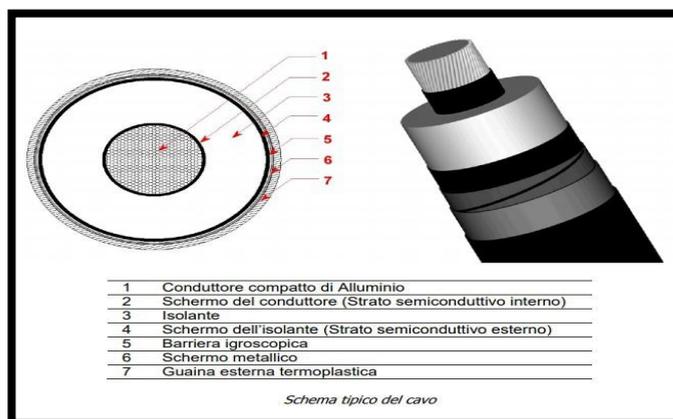


Figura 2 Cavo tipo At di collegamento SU-SE

4.13 Impianto di terra

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato per le seguenti funzioni:

- Messa a terra di funzionamento dei sistemi elettrici;
- Protezione contro i contatti diretti e indiretti;
- Protezione contro l'accumulo di cariche elettrostatiche;
- Protezione contro i fulmini.

Nei luoghi con pericolo di esplosione o di incendio (**se presenti**), devono avere inoltre lo scopo di chiudere l'anello di guasto e/o di convogliare a terra le eventuali correnti di dispersione con modalità tali da evitare il formarsi di scintille o surriscaldamenti che possono provocare l'innesco di esplosioni o incendi.

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato e realizzato in accordo alle disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente.

L'impianto di terra potrà essere realizzato attraverso collegamenti equipotenziali alle barre di terra a cui verranno collegati i conduttori di terra e i conduttori di protezione PE di tutti gli impianti elettrici.

Si dovrà garantire che la resistenza di terra delle tubazioni metalliche per fluidi che possono portare alla formazione di cariche elettrostatiche, installate in aree pericolose, non sia superiore a 1 MΩ.

Le varie parti metalliche, non esposte a parti in tensione, come ad es. le porte, le finestre, ecc. non dovranno essere collegati al sistema equipotenziale.

I moduli prefabbricati saranno forniti di barre di messa a terra da poter collegare ai conduttori equipotenziali.

Le apparecchiature elettriche verranno messe a terra come segue:

1. Strutture dei quadri: alla sbarra PE del quadro elettrico;
2. Trasformatori: all'anello di terra della cabina;
3. Dispositivi di illuminazione: le parti metalliche dei porta lampada collegati al sistema di messa a terra tramite il conduttore PE all'interno del cavo di alimentazione;
4. Armatura dei cavi: al conduttore PE del quadro (schermo e armatura) su entrambe le estremità;

Le cabine elettriche avranno sul fondo un anello principale di messa a terra costituito da una barra di rame, protetta contro l'ossidazione, di sezione non inferiore a 150 mm².

L'anello principale delle cabine sarà collegato all'impianto di terra.

In generale la protezione dai contatti indiretti sarà garantita mediante l'installazione nei singoli circuiti terminali di dispositivi differenziali coordinati con l'impianto di terra.

Sarà installato un numero adeguato di bandelle di terra in acciaio inox. Generalmente i conduttori utilizzeranno gli stessi percorsi dei cavi di posati in corrugati e/o tubi protettivi.

La sezione del conduttore PE per impianti in bassa tensione dovrà essere pari alla sezione del conduttore di fase

fino al 16 mm²- 16 mm² per conduttori tra i 25 mm² e 35 mm² - la metà della sezione dei conduttori di fase per i cavi con sezione superiore a 35 mm².

Tali valori sono quelli dettati dalle norme.

Gli stessi criteri verranno utilizzati per il dimensionamento dei cavi di messa a terra del neutro o le barre delle macchine elettriche. Saranno applicate le norme CEI (o IEC).

4.14 Sistema di monitoraggio

In questo paragrafo sarà fornito un elenco indicativo dei dispositivi necessari alla realizzazione dell'infrastruttura di rete per il monitoraggio dell'impianto fotovoltaico.

Il sistema sarà in grado di fornire informazioni e dati seguenti:

- Condizioni ambientali;
- Produzione singoli String box;
- Produzione singole stringhe;
- Distacco dalla rete di un singolo Power Skid o di una parte di esso;
- Monitoraggio delle zone di impianto mediante l'impiego di telecamere e termocamere;
- Segnalazione di intrusione mediante comunicazione con barriere a microonde/cavi microfonici etc/ fibra ottica su stringhe fotovoltaiche e pozzetti ispezionabili.

4.14.1 Descrizione generale del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Il sistema SCADA SRA caratterizzato dai seguenti componenti:

- Stazione d'Ingegneria;
- Sistemi di comunicazione (Server, gateway, switch, ecc.);
- Controllori (PLC/RTU);
- Sistemi di storicizzazione;
- Moduli di alimentazione;
- HMI – Interfaccia Uomo- Macchina;

Tale sistema garantirà il monitoraggio continuo dell'impianto FV mediante l'acquisizione dati, la massimizzazione del rendimento dell'impianto durante tutto il ciclo di vita (Supervisione) e la verifica del corretto funzionamento (Controllo).

L'impianto fotovoltaico che opera in maniera automatica, sarà controllato mediante un sistema SCADA-RTU conforme ai sistemi di comunicazione: OPC (Open Platform Communication). Tale sistema garantirà la completa supervisione, il monitoraggio e la gestione degli allarmi tecnici al fine di assicurare una perfetta conduzione di tutto il sistema fotovoltaico.

L'architettura adottata sarà, basata sulla piramide CIM. In particolar modo, partendo dal livello hardware,

saranno previste interfacce verso il campo, costituite da schede elettroniche di acquisizione (ingressi) installate negli String box, negli inverter, nei quadri di comando e nelle centraline di rilevamento dati ambientali. A questo livello si utilizzano le interfacce di comunicazione per i più comuni “bus di campo”, tipicamente seriali. Le comunicazioni tra i Server ridondati del sistema e le RTU dislocate nell’impianto dovranno avvenire attraverso un sistema a fibra ottica ridondato con architettura ad anello, in alternativa si possono usare anche comunicazioni radio a seguito di approvazione specifica della COMMITTENTE.

Le suddette operazioni saranno garantite dal sistema attraverso l'implementazione di funzioni standard quali:

- Funzioni di acquisizione dati e monitoraggio;
- Funzioni di elaborazione/calcolo;
- Funzioni di controllo.

Si seguito si riporta un elenco delle apparecchiature necessarie allo svolgimento di tali operazioni.

APPARECCHIATURE UTILIZZATE E LORO LOCALIZZAZIONE

ElencoDispositivi TLC						
id	Dispositivo	Ubicazione	Input	Output	Connessione	Quantità
1	Conv. Elettro-Ottico	Stringa ftv	Seriale	Ottica	RS-485/Ethernet	1 /String box
2	Switch Ottico	Power Skid	Ottico	Ottico/UTP	Ethernet	1/Power skid
3	Conv. elettro-ottico	Power Skid	Ottico	UTP	Ethernet	2/ Power Skid
4	Switch L3	Cabina parallelo	UTP	UTP	Ethernet	Cabinaparallelo
5	Router	Cabina parallelo	UTP	UTP/Ottico	Ethernet	Cabinaparallelo
6	Firewall	Cabina parallelo	UTP	UTP	Ethernet	Cabinaparallelo

NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Riferimento	Descrizione
ISO/IEC IS 11801	International Standards Organisation/International Electrotechnical Commission
ANSI/TIA/EIA-568-B	Electronic Industries Association/Telecommunications Industry Association - Commercial Building Telecommunications Wiring Standards
CENELEC EN 50173	GENERIC CABLING SYSTEMS
ISO/IEC IS 11801	Generic cabling for customer premises specifies
CENELEC EN 50174	CABLING INSTALLATION
ISO/IEC 14763	Implementation and operation of customer premises cabling
ANSI/TIA/EIA-607	
IEC 61340	Protection of electronic devices from electrostatic phenomena – General requirements

5 Stima dei costi da sostenere per i costi di smantellamento impianto e ripristino del sito

Si allega computo metrico riguardante le opere di dismissione e ripristino

6 TEMPI E MODALITA' DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

In merito ai tempi di realizzazione, sulla base delle esperienze maturate nell'installazione di impianti di dimensioni simili sia per potenzialità che per caratteristiche delle opere da realizzare, è ragionevole ipotizzare che:

- il montaggio della struttura sarà eseguito mediante l'ausilio di mezzi sollevatori ed impiegherà un periodo di circa 120 giorni solari;
- l'impianto inteso come posizionamento di moduli, posa in opera di pozzetti e canalizzazioni, realizzazione di allacciamenti e collegamento al cavidotto sarà realizzato in un tempo variabile tra 80 e 120 giorni naturali e consecutivi;
- I locali tecnici (locali inverter, locale quadri, locali misure e locale ente distributore) saranno di tipo prefabbricato e verranno posizionati in loco ed eseguiti gli allacciamenti in 15 giorni, compreso la predisposizione dell'area di installazione;
- l'allacciamento alla rete TERNA richiederà un tempo variabile in considerazione della soluzione tecnica definita dal Gestore;
- le varie operazioni di collaudo potranno essere espletate in 5 giorni.

In considerazione del tipo di intervento e del fatto che alcune lavorazioni possono ragionevolmente sovrapporsi, si stima una durata presunta dei lavori variabile tra 200 e 230 giorni solari.

7 FATTORI D'IMPATTO E MODALITA' DI GESTIONE E RIDUZIONE

Di seguito si riportano sinteticamente I possibili impatti generate dall'impianto.

All'interno del quadro di riferimento ambientale, tali aspetti verranno ripresi e dettagliati.

I possibili impatti di un impianto agrivoltaico si suddividono in:

1. impatti in fase di costruzione;
2. impatti in fase di esercizio;
3. impatti visivi sul paesaggio;
4. fenomeno di abbagliamento;
5. variazione del campo termico;
6. occupazione del suolo;
7. impatti in fase di dismissione dell'impianto.

7.1. Impatti in fase di cantiere

In fase di cantiere i possibili impatti sono connessi all'utilizzo di macchine operatrici e di trasporto, alla produzione di rumore e vibrazioni. La fase di cantiere è comunque limitata nel tempo.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'eventuale rumore prodotto dall'attività di cantiere, in considerazione della classificazione acustica dell'area verranno adottati degli accorgimenti circa gli orari di svolgimento delle attività rumorose, la loro distribuzione lungo il periodo di installazione dell'impianto e la non sovrapposizione di attività rumorose in prossimità delle proprietà limitrofe in cui possano essere individuate possibili ricettori.

Un contributo alla mitigazione della rumorosità connessa alle fasi di installazione dell'impianto è legato alla presenza della adiacente strada comunale.

Eventuali rifiuti generati, saranno opportunamente separati a seconda della classe, come previsto dalla normativa e debitamente riciclati o inviati a impianti di smaltimento autorizzati.

7.2. Impatti in fase di esercizio

In fase di esercizio l'impianto fotovoltaico non genera emissioni di alcun tipo. Gli unici impatti relativi a tale fase sono:

1. l'occupazione del suolo;
2. le emissioni elettromagnetiche (dettagliate nella relazione sui campi elettromagnetici allegata);
3. il disturbo acustico.

Accorgimenti adottati

Per quanto riguarda l'occupazione del suolo, tale impatto è computato come "Costo Ambientale" ma non avrà l'effetto di una "perdita di Habitat". In ogni caso questa occupazione avrà una durata di circa 20 anni dopo i quali il sito potrà tornare alle originali condizioni. Infatti in tale periodo temporale si creerà una situazione di "rigenerazione naturale del suolo" con contestuale ripresa del microhabitat naturale a livello podologico (humus, strato vegetale). Il campo elettromagnetico generato rientra tra i campi a bassa frequenza (ELF) generati da impianti con frequenza di esercizio pari a 50 Hz. Il campo elettrico dipende dalla tensione e ha un'intensità tanto più alta quanto più aumenta la tensione di esercizio della linea (dai 400 Volt c.c. e 30 kV c.a. rispettivamente per l'impianto ed il collegamento alla linea elettrica). Il campo magnetico dipende invece dalla corrente che scorre lungo i conduttori delle linee ed aumenta tanto più è alta l'intensità di corrente sulla linea. Per effetto dell'interramento dei conduttori si ha una sensibile riduzione dei contributi dei campi che nelle aree circostanti l'impianto, già al ciglio della sede stradale o oltre il confine della proprietà, avranno valori estremamente bassi se non trascurabili.

Il disturbo acustico imputabile all'esercizio dell'impianto, è prodotto in particolare dagli inverter cc/dc dislocati all'interno del campo fotovoltaico.

In relazione al disturbo acustico occorre rilevare che l'impianto in oggetto ricade in zona Agricola.

7.3. Impatto visivo sulle componenti del paesaggio

Particolare importanza è stata data a questo tipo di impatto, anche nella scelta di aree non particolarmente esposte dal punto di vista percettivo rispetto al territorio circostante.

Si è prestata attenzione ai punti di vista da autostrade, strade statali, strade di tipo panoramico, belvedere e luoghi di particolare interesse pubblico.

7.4. Fenomeno dell'abbagliamento

Questo tipo di fenomeno è stato riscontrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici. Vista l'inclinazione contenuta (pari a circa il 30°), si considera ininfluenza un fenomeno di abbagliamento per gli impianti posizionati su suolo nudo. Inoltre, i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello) e conseguentemente la probabilità di abbagliamento.

7.5. Variazione del campo termico

Ogni pannello fotovoltaico genera nel suo intorno un campo termico che può comportare la variazione delle temperature della superficie sottostante i pannelli ed il riscaldamento dell'aria, se non è garantita una sufficiente circolazione della stessa al di sotto dei pannelli. Date le altezze previste dalla superficie minimo cm 10, tale circolazione è garantita per semplice aerazione di tipo naturale e quindi la variazione della temperatura è prevenuta.

7.6. Impatti in fase di smantellamento

Gli impatti della fase di dismissione dell'impianto sono relativi alla produzione di rifiuti essenzialmente dovuti a:

- Dismissione dei pannelli fotovoltaici di silicio monocristallino o policristallino;
- Dismissione delle cornici in alluminio (support dei pannelli) e plinti di fondazione;
- Dismissione di eventuali cavidotti ed altri materiali elettrici (compresa la cabina di trasformazione BT/MT in prefabbricato).

Accorgimenti adottati

In fase di dismissione degli impianti fotovoltaici, le varie parti dell'impianto dovranno essere separate in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, quali alluminio e silicio, presso ditte che si occupano di riciclaggio e produzione di tali elementi; I restanti rifiuti dovranno essere smaltiti come previsto dalla normativa vigente.

8. Ricadute occupazionali

Le fonti di energia rinnovabile (FER) hanno avuto un rapido sviluppo nella maggior parte dei Paesi Europei perché sostenute da politiche nazionali e comunitarie intente a favorire la diffusione di tecnologie pulite per la produzione di energia elettrica e termica, nonché, obiettivo importante, ridurre le emissioni di CO₂ come importante risposta alla tutela dell'ambiente.

Grazie anche alla disponibilità di fonti rinnovabili, quali sole e vento, l'Italia (insieme a Germania e Spagna) è stata tra i Paesi che più hanno investito nel suddetto settore, portandolo tra i primi produttori di energia elettrica da FER, in particolare grazie agli impianti fotovoltaici.

In tale contesto la Puglia, favorita da condizioni climatiche più favorevoli rispetto ad altre regioni, è considerata terreno fertile per la cosiddetta Green Economy. Gli impianti pugliesi alimentati da fonte rinnovabile sono al momento in termini assoluti i più produttivi d'Italia. La Puglia è considerata infatti leader a livello nazionale nella produzione di elettricità da fotovoltaico i cui investimenti hanno generato non solo importanti benefici economici, ma anche considerevoli ricadute occupazionali. Secondo le ultime stime del GSE connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili, il fotovoltaico è quello che genera le maggiori ricadute occupazionali (si stima circa 1 addetto per gestione ogni MW installato) dal momento che il primato dell'energia solare è dovuto all'elevata capacità installata sul territorio nazionale, in particolare pugliese, con conseguenti risvolti positivi circa l'incremento di altre attività, come quelle manifatturiere.

Tale primato ha prodotto un consistente numero occupazionale non solo nelle fasi di costruzione e dismissione degli impianti ma soprattutto nella loro fase di gestione/manutenzione coinvolgendo varie professionalità tecniche nonché maestranze e imprese locali realizzatrici del progetto fotovoltaico.

NOV 2021

f.to: I Pr.