

COMUNE
San Severo



PROVINCIA
Foggia



REGIONE
Puglia



Ubicazione

Comune di San Severo, S. Antonino da Capo
Provincia di Foggia

Oggetto

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI TIPO AVANZATO
CON POTENZA NOMINALE PARI 45,56 MWp e 44,16 MW ac
DENOMINATO "SAN SEVERO 1"**

Autorizzazione Unica Art.12, D.Lgs 387/2003 - V.I.A Ministeriale artt.23 e 25 D.Lgs 152/2006

Elaborato

RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO

Progettazione



Via Nazario Sauro 126 - 85100 - Potenza

email: info@gvcingegneria.it
website: www.gvcingegneria.it
P.E.C: gvcsrl@gigopec.it
P. IVA 01737760767

Direttore Tecnico:
ing. MICHELE RESTAINO

GVC
INGEGNERIA

TEAM DI PROGETTO

ing. GIORGIO MARIA RESTAINO
ing. CARLO RESTAINO
ing. MICHELE RESTAINO
ing. ATTILIO ZOLFANELLI
arch. SERENA MASI
arch. EMANUELA CIUFFI
ing. FRANCESCO VOTTA
dott. GIOVANNI RICCIARDI
ing. DONATO MAURO

Geologia

Geol. ANTONIO DI BIASE
Montescaglioso, 75024
P.zza Padre Prosperino Galgani, 9
P.IVA 00706320777



Studi agronomici

dott. Agr. PAOLO CASTELLI
Palermo, 90144
Via Croce Rossa, 25
P.IVA 0546509826



Indagini in sito

Geological & Geophysical Investigation Service
Geol. Galileo Potenza
Potenza, 85100
Via dei Gerani, 59
P.IVA 01677970764



Studi archeologici

dott. ssa MARTA POLLIO
Caopri, 80073 INA1

DOTT. SSA MARTA POLLIO
- Archeologa Specializzata -
VIA MARINA PICCOLA, 87
80073 CAPRI (NA)
P.I. 09581841270 - C.F. P1118RT90H668696A

Committente

SOLAR DG S.r.l.
via Cavour, 23C
Bolzano, 39100
C.F. e P. iva 03216720213
solarogsr@legalmail.it

Progetto

PROGETTO DEFINITIVO

Codice elaborato **G19701A01PD**

Revisione	Redatto da:	Data	Verificato da:	Data	Note
00	AZ	04/24	GMR	04/24	

Scala elaborato **NESSUNA**

RT-02

Questo disegno é di nostra proprietà riservata a termine di legge e ne é vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta

RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO

Impianto agrivoltaico
Regione Puglia, comune di San Severo

PROGETTO DEFINITIVO

Progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile di tipo agrivoltaico avanzato di potenza nominale pari a 45,56 MWp e 44,16 MWac

CODICE PROGETTO: G19701A01



Sommario

Sommario	2
Indice delle figure	4
1. PREMESSA	5
1.1. Caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti	5
1.2. Rete esterna atta a soddisfare le esigenze di connessione	5
1.3. Sistema di riciclo	6
2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	7
2.1. Dati Tecnici	8
2.2. Caratteristiche generali	9
2.3. Protezione contro le correnti di sovraccarico	10
2.4. Definizioni	11
2.5. Riferimenti normativi e legislativi	11
2.6. Misure di protezione impianti	11
2.6.1. Misure di protezione contro le sovra correnti	11
2.6.2. Protezione contro le correnti di sovraccarico	12
2.6.3. Protezione contro le correnti di corto circuito	12
2.6.4. Protezione contro i contatti diretti	13
2.6.5. Protezione da contatti indiretti	14
2.6.6. Protezione contro gli effetti termici	15
2.7. Qualità dei materiali	16
3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	17
3.1. Dati di progetto	22
3.2. Calcolo della producibilità	23
3.3. Moduli Fotovoltaici	33
3.4. Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici	34

3.5.	Gruppi di conversione CC/CA	35
3.6.	Quadri BT	37
3.7.	Trasformatori BT/AT	38
3.8.	Quadri ausiliari	39
3.9.	Trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari	40
3.10.	Cavi di campo BT	40
3.11.	Cavidotto AT	41
3.12.	Cabine elettriche prefabbricate in c.a.v.	43
3.13.	Posa dei cavi in tubi e canalette — pozzetti di derivazione	45
3.14.	Impianto di terra e sezione dei conduttori di protezione	45
3.15.	Impianto di terra delle cabine	46
3.16.	Calcoli e verifiche di progetto – verifica variazione di tensione - temperatura lato c.c.	46
3.17.	Inquinamento elettromagnetico	48
3.18.	Montaggio componenti	49
3.19.	Collaudi	49
3.19.1.	Prove di tipo	49
3.19.2.	Prove di accettazione in officina	50
3.19.3.	Verifiche in cantiere	50
3.19.4.	Prove d'accettazione in sito	50
3.20.	Verifiche per messa in servizio	51
3.21.	Verifiche dell'impianto di terra	52
3.22.	Verifiche dei sistemi di misure	52
3.23.	Documentazione da produrre	52

Indice delle figure

Figura 1 - Inquadramento su ortofoto delle aree di impianto (elaborato G19701A01-A04)	5
Figura 2 - Inquadramento su base comunale (elaborato G19701A01-A05)	7
Figura 3 - Suddivisione in campi (elaborato G19701A01-E05)	10
Figura 5 - Quadri BT	38
Figura 6 - Trasformatori BT/AT in resina	39
Figura 7 - Quadro servizi ausiliari	40
Figura 8 - Scheda cavo BT	41
Figura 9 - Scheda cavo AT	42
Figura 10 - Tipologico cabine prefabbricate	43

1. PREMESSA

Nella presente relazione si riportano i dettagli tecnici di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 45,56 MWp e 44,16 MWac, da installarsi in territorio ricadente in Regione Puglia, nei comuni di San Severo (FG), e del relativo cavidotto interrato di connessione a 36 kV fino a una nuova SE della RTN 150/36 kV di TERNIA nel comune di Apricena (FG).

Proponente dell'iniziativa è la società **Solar DG S.r.l.**, con sede in via Cavour, 32C, Bolzano.



Figura 1 - Inquadramento su ortofoto delle aree di impianto (elaborato G19701A01-A04)

1.1. Caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti

Le caratteristiche dei materiali riguardanti l'impianto fotovoltaico (pannelli solari e inverter) sono descritte nel prosieguo della presente relazione, mentre le strutture di sostegno, realizzate in acciaio zincato a caldo, sono descritte negli elaborati RT-04 - DISCIPLINARE DESCRITTIVO PRESTAZIONALE e E-11 - PARTICOLARI STRUTTURA FV E DETTAGLI.

1.2. Rete esterna atta a soddisfare le esigenze di connessione

Tutte le opere elettriche di connessione alla Rete di TERNIA saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete, delle norme CEI applicabili ed alla normativa vigente.

1.3. Sistema di riciclo

Al termine della vita utile di un impianto fotovoltaico, ove non sia possibile riutilizzare i pannelli presso altri impianti, i moduli verranno prelevati da operatori ambientali che si occupano di separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili.

I principali componenti di un pannello sono:

- silicio;
- vetro;
- metalli (cornice e contatti);
- componenti elettrici.

Circa il 95% del modulo (in peso) è quindi composto da materiali "nobili" che possono essere riciclati per altri utilizzi. Il resto è formato da rifiuti inerti che sono smaltiti presso una comune discarica.

I pannelli possono essere prelevati sul sito da un soggetto pubblico o privato specializzato in ambito di recupero materiali, che potrà agevolmente sottoporre i pannelli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macrofasi:

- separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);
- separazione dei componenti metallici del modulo;
- purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;
- smaltimento degli inerti rimanenti presso una discarica.

Il processo di smaltimento, data l'assenza di materiali pericolosi o inquinanti tra i componenti del pannello, non necessita di particolari competenze e può essere gestito da uno dei numerosi operatori ambientali presenti sul territorio.

2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

L'impianto si colloca nella Regione Puglia, in agro dei comuni di San Severo e Apricena (FG).

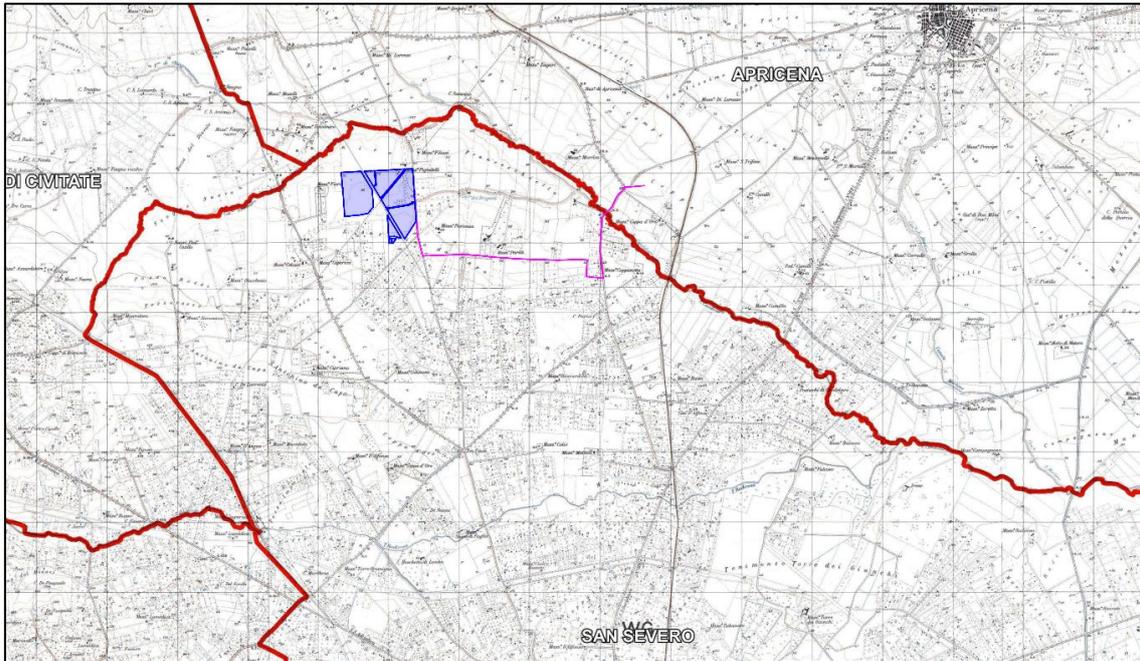


Figura 2 - Inquadramento su base comunale (elaborato G19701A01-A05)

La viabilità presente garantisce l'accessibilità ad ogni tipo di mezzo necessario sia alle fasi di cantierizzazione che di esercizio e di dismissione, ed in particolare dalla SS89 "Garganica".

SITO DI PROGETTO:

Comuni: San Severo (FG) e Apricena (FG);

Località: S. Antonino da Capo;

Quota sul livello del mare: min. 59 m - max 70 m (Campo FTV);

Estensioni area impianto:

- 193.880 mq circa di pannelli fotovoltaici;
- 631.808 mq circa recintati.

Coordinate Geografiche:

Latitudine	41.762052 °N
Longitudine	15.348837 °E

IMPIANTO AGRIVOLTAICO:

- Particelle Catastali:
 - SAN SEVERO:

- Foglio 2 - Particelle 221-222-380-385-387-396-397-193-179-384-386-194-18-16-69-398-201-146-147-148-149-150-153-154-196-197-198-199-66-276-306-67-392-393-9-155-156-186-187-188-191-192-141-197-67-200;

CAVIDOTTO DI CONNESSIONE A 36KV:

- Particelle Catastali:
 - SAN SEVERO:
 - su strada pubblica;
 - Foglio 4 - Particelle 358-352-353-313-114-10-47-64-48-267-107-42-44-39-62-166-269-34-303-302-35-210-208-188-36-66-402-304-180;
 - Foglio 9 - Particelle 18-22-96;
 - su strada SP33;
 - Foglio 9 - Particelle 151-120-116;
 - APRICENA:
 - su strada SP33
 - Foglio 16 - Particella 172;

2.1. Dati Tecnici

Luogo di installazione:	Zona San Antonino da Capo - Comune di SAN SEVERO
Potenza di picco:	45,56 MWp
N° moduli fotovoltaici	62.414
Tipo strutture di sostegno:	Strutture fisse
Inclinazione piano dei moduli:	30°
Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):	0° Sud
Angolo di tilt °:	30°
Rete di collegamento:	Alta Tensione 36kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine: 41.762052° Longitudine: 15.348837°

2.2. Caratteristiche generali

L'impianto agrovoltaiico di progetto ha una potenza complessiva nominale pari a 45,56 MWp e 41,16 MWac, ed è costituito da 62.414 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 730 Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire stringhe da 22 moduli; i gruppi di stringhe sono collegati, poi, agli inverter e questi ultimi alle cabine di campo.

L'impianto consta di ventuno campi che si sviluppano nella parte settentrionale del territorio di San Severo, interessando anche le zone immediatamente limitrofe di Apricena. Gli stessi saranno collegati a mezzo di un cavidotto AT interrato che si diparte dalla cabina di raccolta e che arriva fino ad una nuova S.E. della RTN 150/36 kV di TERNA nel comune di Apricena.

I ventuno campi sono delimitati da recinzione perimetrale provvisti di cancello di accesso. Sono previste opere di mitigazione consistenti in una fascia arbustiva perimetrale.

L'impianto agrovoltaiico è costituito da 62.414 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 730Wp. Tali moduli sono collegati tra di loro in modo da costituire:

- 184 strutture 1x11 moduli;
- 2.745 strutture 1x22 moduli.

Le strutture sono in acciaio zincato ancorate al terreno. L'impianto è organizzato in gruppi di stringhe collegati alle cabine di campo.

L'energia elettrica viene prodotta da ogni gruppo di moduli fotovoltaici in corrente continua e viene trasmessa agli inverter, distribuiti utilmente nei campi, che provvedono alla conversione in corrente alternata, a sua volta l'energia in corrente alternata viene trasmessa alle cabine di campo.

Le linee AT in cavo interrato collegano tra loro le cabine di campo, nelle quali sono ubicati i trasformatori AT/BT, e quindi proseguono alla cabina di raccolta prevista all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta si sviluppano due linee a 36 kV interrate per il trasferimento dell'energia alla nuova S.E. della RTN 150/360 kV di TERNA.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione/installazione di:

- N.62.414 moduli fotovoltaici da 730 Wp collegati in stringhe installate su strutture di supporto di tipo fisso;
- N.138 inverter di stringa di potenza nominale pari a 350 KWp;
- N.21 cabine di campo all'interno dell'area d'impianto;
- N.21 trasformatori AT/BT potenza nominale variabile da 1.600 kVA a 3.150 kVA;
- Una cabina di raccolta/distribuzione a 36 kV;
- Recinzione esterna perimetrale alle aree di installazione dei pannelli fotovoltaici;

- Cancelli carrai da installare lungo la recinzione perimetrale per gli accessi di ciascuna area campo;
- Realizzazione di viabilità a servizio dell'impianto;
- Un cavidotto AT interrato interno ai singoli campi agrovoltaici per il collegamento delle cabine di campo alla cabina di raccolta/distribuzione;
- Un cavidotto AT interrato esterno ai campi agrovoltaici per il collegamento della cabina di raccolta/distribuzione a una nuova S.E. della RTN 150/36 kVA di TERNA;
- Fascia arbustiva prevista lungo il perimetro esterno della recinzione dei campi agrovoltaici.

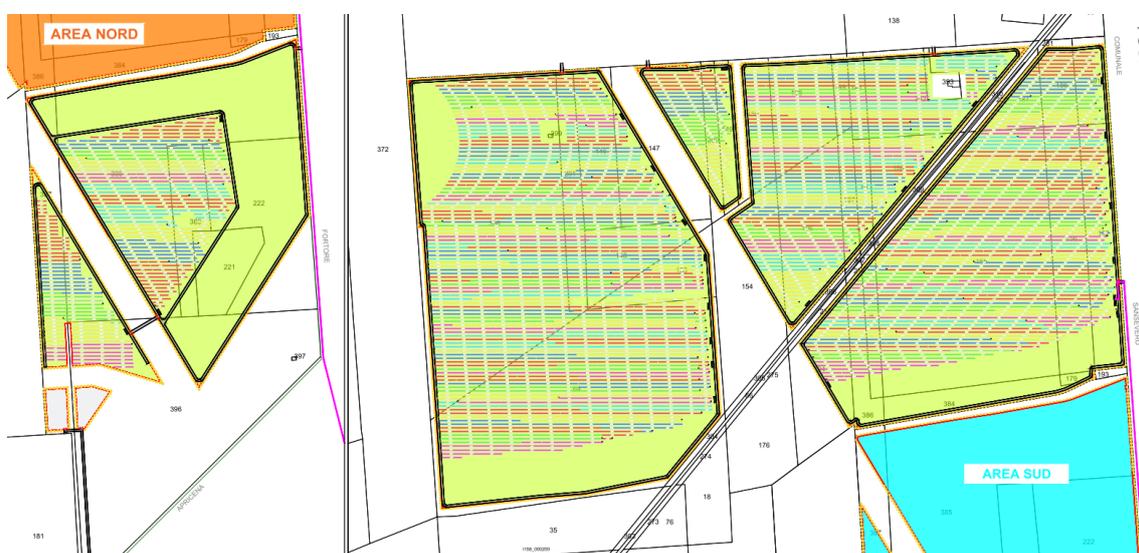


Figura 3 - Suddivisione in campi (elaborato G19701A01-E05)

Particolare attenzione verrà posta alla verifica delle possibili esposizioni delle persone alle radiazioni elettromagnetiche dovute agli elettrodotti, assicurandosi che tali emissioni siano al di sotto del valore di sicurezza di 10 μ T per le aree normalmente disabitate ed al valore di 3 μ T, fissato come obiettivo di qualità, per i luoghi normalmente (leggasi oltre 4h/g pro capite) abitati.

2.3. Protezione contro le correnti di sovraccarico

È prevista la realizzazione delle seguenti opere:

- Impianto di produzione di energia elettrica a fonte solare-fotovoltaica (le cui caratteristiche sono dettagliatamente descritte nei seguenti paragrafi);
- Trasformazione dell'energia elettrica BT/AT (cabine elettriche di campo complete di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
- Distribuzione elettrica BT (all'interno del campo fotovoltaico);
- Impianto elettrico al servizio delle cabine elettriche di campo e di consegna;
- Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
- Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici;

- Impianti di servizio: illuminazione di sicurezza locali tecnici, realizzato con lampade autoalimentate;
- Impianto di terra;
- Esecuzione delle opere murarie varie nelle cabine elettriche;
- Scavi, interri e ripristini per la posa delle condutture e dei dispersori di terra (nel campo fotovoltaico e nelle cabine).

2.4. Definizioni

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nella vigente normativa CEI (con particolare riferimento alle norme CEI 11-20 “impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria”, CEI 82-25 guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e Bassa tensione).

2.5. Riferimenti normativi e legislativi

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti:

- D.P.R. 27.04.1955 n. 547 e successive modificazioni;
- D.P.R. 07.01.1956 n. 164 e successive modificazioni;
- D.P.R. 19.03.1956 n. 303 e successive modificazioni;
- Legge 07.12.1984 n. 818 e successive modificazioni;
- Legge 01.03.1990 n. 186;
- Legge 18.10.1977 n. 791;
- Legge 05.03.1990 n. 46 e successive integrazioni (sostituita dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.P.R. 06.12.1991 n. 447(sostituito dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.L. 19.09.1994 n. 626 e successive modificazioni;

Si richiamano le prescrizioni degli Enti Locali preposti ai controlli: USL, ISPEL, Vigili del Fuoco, del gas, etc.

Si sottolinea che dovranno essere osservate altresì le norme: CEI, UNI e le tabelle CEI UNEL.

Relativamente alle norme CEI dovranno essere rispettate quelle in vigore all'atto esecutivo dei lavori con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, e non esaustivo, alle Norme di seguito elencate.

2.6. Misure di protezione impianti

2.6.1. Misure di protezione contro le sovra correnti

La protezione dei conduttori dagli effetti dannosi causati dalle sovracorrenti è garantita da dispositivi automatici in grado di interrompere le correnti di sovraccarico fino al cortocircuito.

I dispositivi previsti sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo elettronico per taglie sopra i 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici scatolati provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 100A a 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici modulari provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 5A a 60A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori modulari combinati con fusibili gL (CEI 32-1) per la protezione dei circuiti voltmetrici e dei circuiti di segnalazione sui quadri elettrici.
- Le caratteristiche corrente/tempo di intervento dei dispositivi di protezione sono le seguenti:
- curve di intervento selezionabili per i dispositivi con sganciatori elettronici;
- curva di intervento "C" (Imagnetica = 5÷10 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati;
- curva di intervento "D" (Imagnetica = 10÷15 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti primari di trasformatori;
- curva di intervento "B" (imagnetica = 3÷5 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati da gruppi elettrogeni o gruppi soccorritori a batterie.
- Interruttori magnetotermici previsti con funzione "G" (guasto a terra) per interruttori di taglia superiore a 400A;
- Interruttori previsti con relè differenziale per interruttori di taglia inferiore a 400A.

2.6.2. Protezione contro le correnti di sovraccarico

Utilizzando opportunamente dispositivi automatici a norme CEI 17-5/ CEI EN 60898 (CEI 23-3), CEI EN 60947-2 fusibili a norme CEI 32-1; CEI EN 60269-1, risulta assicurata la condizione prescritta dalla norma CEI 64-8:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45x I_z$$

Dove:

I_B = corrente di impiego del circuito

I_z = portata in regime permanente della conduttura (sez. 523 CEI 64-8) I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni effettive.

La protezione dai sovraccarichi è svolta materialmente da:

- dispositivo a tempo dipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo dipendente termico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

2.6.3. Protezione contro le correnti di corto circuito

Il potere di interruzione dei dispositivi scelti è superiore alla corrente di corto circuito presunta nei vari punti di installazione. I dispositivi automatici a norme CEI 17-5/23-3 ed i fusibili a norme CEI 32-1 sono stati scelti in modo tale da assicurare la condizione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

dove:

t = durata in secondi

S= sezione in mmq.

I = corrente effettiva di corto circuito in Ampere, espressa in valore efficace

K = 115 per i conduttori in rame isolati in PVC

135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica

136 per i conduttori in rame isolati con gomma EPR o XPRE

In ogni caso la max energia sopportata dai cavi $K^2 \cdot S^2$ è superiore al valore di energia specifica $I^2 \cdot t$ indicata dal costruttore come quella lasciata passare dal dispositivo di protezione.

I dispositivi di protezione previsti sono in grado di assolvere sia la protezione da sovraccarico sia la protezione da corto circuito in quanto rispettano le due condizioni dettate dalla norma CEI 64-8 sez. 435-1 e precisamente:

- protezione assicurata contro i sovraccarichi;
- potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di corto circuito presunta.

La protezione specifica dai cortocircuiti è svolta da:

- dispositivo a tempo indipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo indipendente elettromagnetico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

2.6.4. Protezione contro i contatti diretti

La protezione dai contatti diretti è garantita dalle misure richieste nella norma CEI 64-8 sez. 412, e precisamente:

- isolamento delle parti attive proporzionato alla tensione di esercizio del sistema e tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto;
- isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica conforme alle relative norme;
- parti attive poste entro involucri con grado minimo di protezione IP2X o IPXXB;
- superfici superiori degli involucri a portata di mano con grado minimo di protezione IP4X o IPXXD;
- apertura degli involucri possibile solo con uso di una chiave o attrezzo;
- utilizzo di interruttori blocco porta che permettano l'apertura della porta dopo aver disattivato le parti elettriche e la riattivazione delle stesse solo a porta chiusa.

Gli involucri di apparecchiature costruite in fabbrica devono essere conformi alle relative norme. In generale gli involucri devono essere saldamente fissati, resistenti alle sollecitazioni previste e se metallici garantire le distanze d'isolamento.

I sistemi di sicurezza previsti si possono così riassumere:

- utilizzo di involucri per apparecchiature e quadri elettrici con grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di pannelli a vite e porte sottochiave per i quadri elettrici;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 450/750V$ per posa in tubazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 450/750V$ per posa in canalizzazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 450/750V$ per posa in quadri elettrici a norme CEI;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 600/1000V$ in canalizzazioni isolanti o metalliche;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 600/1000V$ per posa interrata od in vista;
- utilizzo di morsetti isolati con $V_i = 500V$ e grado di protezione IP20 in quadri elettrici e cassette di derivazione;
- utilizzo di cassette isolanti per derivazione con coperchio a vite e grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di cassette metalliche per derivazione con coperchio a vite, grado minimo di protezione IP40 e collegate al PE;
- utilizzo di apparecchiature isolate $V_i = 500V$ e grado di protezione IP20 in quadri elettrici;
- utilizzo di componenti isolati $V_i = 500V$ e grado di protezione IP40.

2.6.5. Protezione da contatti indiretti

Le misure di protezione adottate contro i contatti indiretti sono quelle previste dalla norma CEI 64-8 per i vari sistemi di stato del neutro.

Sistema TNS

Nei sistemi TN-S tutte le masse dell'impianto saranno collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione in corrispondenza od in prossimità del trasformatore. Il punto di messa a terra del sistema di alimentazione nel nostro caso è il punto neutro.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione sono tali che, in caso di guasto l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi stabiliti dalle norme soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s I_a \leq U_0$$

Dove:

- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto;
- I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalle norme (nel caso di interruttore differenziale I_a è la corrente differenziale nominale I_{dn}) in funzione della tensione nominale U_0 ;
- U_0 è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra.
- Per $U_0=230V$ intervento entro $t=0,4sec$.
- Per $U_0=400V$ intervento entro $t=0,2sec$.

Tempi di interruzione convenzionali non superiori a 5 secondi sono ammessi per i circuiti di distribuzione.

Prescrizioni comuni

Saranno collegate al circuito generale di terra tutte le masse metalliche degli utilizzatori e tutte le masse attualmente non identificabili ma comunque da collegare a terra in quanto soggette ad andare, a causa di un guasto, sottotensione (ad esempio passerelle metalliche a pavimento impiegate per la posa dei cavi).

Il fissaggio del conduttore di terra alle suddette masse metalliche, sarà realizzato a mezzo di collari fissa tubo, con morsetti, capicorda ad occhiello o viti autofilettanti da fissare sulla massa metallica in modo tale da impedirne l'allentamento.

Le giunzioni tra i vari elementi di protezione, se necessarie, saranno realizzate con idonei morsetti (ad esempio morsetti a mantello) o con saldatura forte in alluminotermica e saranno ridotte al minimo indispensabile.

Tutte le linee in origine dai quadri elettrici saranno dotate di un proprio conduttore di terra facente capo ad un equipotenziale previsto all'interno del quadro stesso.

Per ragioni di selettività si possono utilizzare dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (vedere norma CEI 23-42, 23-44 e 17-5V1) in serie con dispositivi differenziali istantanei solo nei circuiti di distribuzione principali.

I differenziali a ritardo regolabile sono utilizzabili sui circuiti di distribuzione principale ed in presenza di personale addestrato (non sono ammessi negli impianti per uso domestico e similare). In ogni caso il massimo ritardo ammesso nei sistemi TT è di 1s.

2.6.6. Protezione contro gli effetti termici

I componenti elettrici non devono costituire pericolo di innesco o di propagazione di incendio per i materiali adiacenti e quindi devono essere conformi alle relative norme costruttive o, dove mancanti alla sezione 422 della norma CEI 64-8.

I pericoli che derivano dalla propagazione di un eventuale incendio devono essere limitati mediante la realizzazione di barriere tagliafiamma REI 120 sulle condutture che attraversano solai o pareti di delimitazione dei compartimenti antincendio.

Le parti accessibili dei componenti elettrici a portata di mano non devono raggiungere temperature tali che possano causare ustioni alle persone oppure essere protette in modo da evitare il contatto accidentale come indicato alla sezione 423 della norma CEI 64-8.

Gli involucri, quadri o cassette contenenti componenti elettrici devono garantire la dissipazione del calore prodotto al fine di limitare le temperature al livello ammesso per il buon funzionamento.

In alternativa è ammesso l'utilizzo di aspiratori o ventilatori comandati da termostato.

I sistemi di riscaldamento ad aria forzata devono essere dotati di dispositivi di limitazione della temperatura come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

Gli apparecchi utilizzatori che producono acqua calda o vapore devono essere protetti contro i surriscaldamenti in tutte le condizioni di servizio come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

2.7. Qualità dei materiali

Gli impianti in oggetto sono stati progettati con riferimento a materiali/componenti di Fornitori primari, dotati di Marchio di Qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore attestanti la costruzione a regola d'arte secondo la Normativa tecnica e la Legislazione vigente. Tutti i materiali/componenti rientranti nel campo di applicazione delle Direttive 73/23/CEE ("Bassa Tensione") e 89/336/CEE ("Compatibilità Elettromagnetica") e successive modifiche/aggiornamenti saranno conformi ai requisiti essenziali in esse contenute e saranno contrassegnati dalla marcatura CE. Tutti i materiali/componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Nel presente documento si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse. Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato alla rete di Alta Tensione a 36 kV di TERNA.

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

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

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

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

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una stringa; le stringhe sono collegate tra loro in tanti sottocampi quanti sono gli inverter, i sottocampi sono a loro volta collegati in parallelo e compongono il campo fotovoltaico. Nel complesso, un impianto fotovoltaico risulta essere organizzato in campi collegati tra loro, un campo è composto da diversi sottocampi elettricamente indipendenti tra loro, ottenuti dal parallelo di diverse stringhe ed ognuno gestito dal relativo inverter.

In particolare:

- si hanno tanti sottocampi quanti sono il numero d'inverter previsti nell'impianto;
- ad ogni inverter faranno capo diverse stringhe.

La disposizione dei moduli fotovoltaici sarà realizzata come dai disegni allegati, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto garantendo una caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d'ingresso dell'inverter ad esso associato, non superiore all'4%, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici ha tenuto conto di numerosi fattori tra cui:

- la sicurezza elettrica;
- le caratteristiche d'ingresso dell'inverter;

- il costo dei cablaggi;
- l'efficienza del sistema.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata ai gruppi di conversione (inverter) che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata a 800 V.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico e dagli Inverter viene inizialmente convogliata nelle cabine di campo e attraverso i relativi quadri BT, equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo, viene trasferita al trasformatore BT/AT (800V/36 kV), i trasformatori BT/AT avranno potenza nominale comprese tra 1.600 kVA e 3.150 kVA.

Nella cabina di campo è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente).

Per la protezione delle linee AT in arrivo ed in partenza dalle cabine di sottocampo è previsto l'utilizzo di interruttori AT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente.

L'impianto è formato da n.21 campi e 138 sottocampi tanti quanti gli inverter previsti in progetto. Si riporta di seguito il layout dell'impianto e una tabella riepilogativa dei campi e dei sottocampi che lo compongono.

DETTAGLIO CAMPI E SOTTOCAMPI

Campo #1 - Campo 1-1

Numero di moduli FV	3564 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2602 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	162 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2435 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2664 A	Power sharing within this inverter	

Campo #2 - Campo 1-2

Numero di moduli FV	3564 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2602 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	162 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2435 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2664 A	Power sharing within this inverter	

Campo #3 - Campo 1-3

Numero di moduli FV	3564 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2602 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	162 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2435 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2664 A	Power sharing within this inverter	

Campo #4 - Campo 1-4

Numero di moduli FV	3586 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2618 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	163 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2450 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2681 A	Power sharing within this inverter	

Campo #5 - Campo 1-5

Numero di moduli FV	3124 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	2281 kWp	Potenza totale	2240 kWac
Moduli	142 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2135 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2335 A	Power sharing within this inverter	

Campo #6 - Campo 1-6

Numero di moduli FV	2662 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1943 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	121 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1819 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01
I mpp	1990 A	Power sharing within this inverter	

Campo #7 - Campo 1-7

Numero di moduli FV	2662 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1943 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	121 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1819 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01
I mpp	1990 A	Power sharing within this inverter	

Campo #8 - Campo 1-8

Numero di moduli FV	2662 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1943 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	121 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1819 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01
I mpp	1990 A	Power sharing within this inverter	

Campo #9 - Campo 2-1

Numero di moduli FV	1760 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	1285 kWp	Potenza totale	1280 kWac
Moduli	80 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1203 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
I mpp	1316 A	Power sharing within this inverter	

Campo #10 - Campo 3-1

Numero di moduli FV	3586 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2618 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	163 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2450 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2681 A	Power sharing within this inverter	

Campo #11 - Campo 3-2

Numero di moduli FV	3586 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2618 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	163 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2450 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2681 A	Power sharing within this inverter	

Campo #12 - Campo 3-3

Numero di moduli FV	3586 unità	Numero di inverter	8 unità
Nominale (STC)	2618 kWp	Potenza totale	2560 kWac
Moduli	163 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2450 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2681 A	Power sharing within this inverter	

Campo #13 - Campo 4-1

Numero di moduli FV	2640 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1927 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	120 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1804 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
I mpp	1974 A	Power sharing within this inverter	

Campo #14 - Campo 4-2

Numero di moduli FV	2640 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1927 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	120 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1804 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
I mpp	1974 A	Power sharing within this inverter	

Campo #15 - Campo 4-3

Numero di moduli FV	2640 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1927 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	120 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1804 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
I mpp	1974 A	Power sharing within this inverter	

Campo #16 - Campo 4-4

Numero di moduli FV	3212 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	2345 kWp	Potenza totale	2240 kWac
Moduli	146 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2195 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
I mpp	2401 A	Power sharing within this inverter	

Campo #17 - Campo 4-5

Numero di moduli FV	2706 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1975 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	123 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1849 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	2023 A	Power sharing within this inverter	

Campo #18 - Campo 4-6

Numero di moduli FV	2706 unità	Numero di inverter	6 unità
Nominale (STC)	1975 kWp	Potenza totale	1920 kWac
Moduli	123 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1849 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	2023 A	Power sharing within this inverter	

Campo #19 - Campo 5-1

Numero di moduli FV	3542 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	2586 kWp	Potenza totale	2240 kWac
Moduli	161 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	2420 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.15
I mpp	2648 A	Power sharing within this inverter	

Campo #20 - Campo 5-2

Numero di moduli FV	2024 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	1478 kWp	Potenza totale	1280 kWac
Moduli	92 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1383 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.15
I mpp	1513 A	Power sharing within this inverter	

Campo #21 - Campo 6-1

Numero di moduli FV	2398 unità	Numero di inverter	5 unità
Nominale (STC)	1751 kWp	Potenza totale	1600 kWac
Moduli	109 stringa x 22 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1500 V
Pmpp	1639 kWp	Potenza max. (=>30°C)	352 kWac
U mpp	914 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
I mpp	1793 A	Power sharing within this inverter	

Potenza PV totale

Nominale (STC)	45562 kWp
Totale	62414 moduli
Superficie modulo	193880 m ²

Potenza totale inverter

Potenza totale	44160 kWac
Potenza max.	48576 kWac
Numero di inverter	138 unità
Rapporto Pnom	1.03

3.1. Dati di progetto

Dati di progetto relativi alla committenza ed ubicazione dell'impianto agrivoltaico

Committente	SOLAR MM s.r.l.
Comune	San Severo (FG)
Località di installazione	Loc. S. Antonino da Capo
Provincia	Foggia
Latitudine	41.762052 Nord
Longitudine	15.348837Est
Altitudine	min .59 max 70 m s.l.m.

Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Tipo d'intervento	
Nuovo impianto	Si
Trasformazione	No
Ampliamento	No
Dati rete	
Tensione nominale	36kV
Vincoli	Codice di Rete di TERNA, norme CEI applicabili.

Dati di progetto relativi all'impianto agrivoltaico

Caratteristiche dell'area di installazione	Le particelle interessate dall'impianto hanno una superficie catastale pari a circa 824.440 mq
Superficie occupata dall'impianto fotovoltaico (m²)	Totale superficie recintata: circa 613.808 m2
Superficie radiante (m2)	Totale superficie moduli: circa 4.412 m2

Generatore FV:	
Potenza nominale in (kW _p)	45 562,22 KW _p
Potenza in a.c. (kW _{ac})	44 160,00 KW _{ac}
Numero moduli	62.414
Campi	21
Sub-campi	138
Tipo moduli	SUNGI SOLAR SNG730-132
Potenza unitaria modulo (Wp)	730
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino

Inverter	
Numero inverter	138
Marca e modelli inverter	SUNGROW SG350HX
Posizione degli inverter	Distribuiti nel campo fotovoltaico
Posizione del quadro generale di bassa tensione (QGBT)	All'interno del vano quadri della cabina di campo

Producibilità annua

Previsione dell'energia prodotta	62.425.624,00 MWh/anno
---	-------------------------------

3.2. Calcolo della producibilità

Per la valutazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è stato utilizzato dal tecnico incaricato dalla committenza, il software PVsyst, pertanto di seguito si riportano le fasi del calcolo ed il report del software:

Sommaro del progetto			
Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto	
San Severo - Loc. S. Antonino da Capo Italia	Latitudine 41.76 °N Longitudine 15.35 °E Altitudine 55 m Fuso orario UTC+1	Albedo	0.20
Dati meteo	San Severo - Loc. S. Antonino da Capo Meteonorm 8.1 (1991-2012), Sat=85% - Sintetico		
Sommaro del sistema			
Sistema connesso in rete	Impianto a terra		Bisogni dell'utente
Simulazione per l'anno n° 1			Carico illimitato (rete)
Orientamento campo FV	Ombre vicine		
Piano fisso Inclinazione/azimut 30 / -0.5 °	Ombre lineari : Veloce (tavola)		
Informazione sistema		Inverter	
Campo FV		Numero di unità	138 unità
Nr. di moduli	62414 unità	Pnom totale	44.16 MWac
Pnom totale	45.56 MWc	Rapporto Pnom	1.032
Sommaro dei risultati			
Energia prodotta	62425624 kWh/anno	Prod. Specif.	1370 kWh/kWp/anno
		Indice rendimento PR	80.35 %

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Impianto a terra	
Orientamento campo FV		Configurazione sheds	
Orientamento		N. di shed	2929 unità
Piano fisso		Dimensioni	
Inclinazione/azimut	30 / -0.5 °	Spaziatura sheds	5.37 m
		Larghezza collettori	2.38 m
		Fattore occupazione (GCR)	44.4 %
		Angolo limite ombreggiamento	
		Angolo limite profilo	19.8 °
Orizzonte		Ombre vicine	
Orizzonte libero		Ombre lineari : Veloce (tavola)	
		Modelli utilizzati	
		Trasposizione	Perez
		Diffuso	Perez, Meteonorm
		Circumsolare	separare
		Bisogni dell'utente	
		Carico illimitato (rete)	

Caratteristiche campo FV

Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	45562 kWp	Potenza totale	44160 kWac
Totale	62414 moduli	Potenza max.	48576 kWac
Superficie modulo	193880 m ²	Numero di inverter	138 unità
		Rapporto Pnom	1.03

Perdite campo

Perdite per sporco campo		Fatt. di perdita termica		Perdita diodo di serie				
Fraz. perdite	3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento		Perdita di Tensione	0.7 V			
		Uc (cost)	29.0 W/m ² K	Fraz. perdite	0.1 % a STC			
		Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Perdita di qualità moduli		Perdite per mismatch del modulo				
Fraz. perdite	2.0 %	Fraz. perdite	-1.5 %	Fraz. perdite	2.0 % a MPP			
Perdita disadattamento Stringhe		Degrado medio dei moduli						
Fraz. perdite	0.1 %	Anno n°	1					
		Fattore di perdita annuale	0.8 %/anno					
		Mismatch dovuto a degrado						
		Dispersione Imp RMS	0.4 %/anno					
		Dispersione Vmp RMS	0.4 %/anno					
Fattore di perdita IAM								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Fresnel, antiriflesso, nVetro=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio	0.11 mΩ		
Fraz. perdite	0.5 % a STC		
Campo #1 - Campo 1-1		Campo #2 - Campo 1-2	
Res. globale campo	1.9 mΩ	Res. globale campo	1.9 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC
Campo #3 - Campo 1-3		Campo #4 - Campo 1-4	
Res. globale campo	1.9 mΩ	Res. globale campo	1.9 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC
Campo #5 - Campo 1-5		Campo #6 - Campo 1-6	
Res. globale campo	2.2 mΩ	Res. globale campo	2.6 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC
Campo #7 - Campo 1-7		Campo #8 - Campo 1-8	
Res. globale campo	2.6 mΩ	Res. globale campo	2.6 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC
Campo #9 - Campo 2-1		Campo #10 - Campo 3-1	
Res. globale campo	3.9 mΩ	Res. globale campo	1.9 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC
Campo #11 - Campo 3-2		Campo #12 - Campo 3-3	
Res. globale campo	1.9 mΩ	Res. globale campo	1.9 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC
Campo #13 - Campo 4-1		Campo #14 - Campo 4-2	
Res. globale campo	2.6 mΩ	Res. globale campo	2.6 mΩ
Fraz. perdite	0.5 % a STC	Fraz. perdite	0.5 % a STC

Perdite DC nel cablaggio

Campo #15 - Campo 4-3	Res. globale campo Fraz. perdite	2.6 mΩ 0.5 % a STC	Campo #16 - Campo 4-4	Res. globale campo Fraz. perdite	2.2 mΩ 0.5 % a STC
Campo #17 - Campo 4-5	Res. globale campo Fraz. perdite	2.6 mΩ 0.5 % a STC	Campo #18 - Campo 4-6	Res. globale campo Fraz. perdite	2.6 mΩ 0.5 % a STC
Campo #19 - Campo 5-1	Res. globale campo Fraz. perdite	2.0 mΩ 0.5 % a STC	Campo #20 - Campo 5-2	Res. globale campo Fraz. perdite	3.4 mΩ 0.5 % a STC
Campo #21 - Campo 6-1	Res. globale campo Fraz. perdite	2.9 mΩ 0.5 % a STC			

Perdite sistema

indisponibilità del sistema	frazione di tempo	2.0 % 7.3 giorni, 3 periodi	Perdite ausiliarie	Proporzionali alla potenza	3.0 W/kW
				0.0 kW dalla soglia di potenza	

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT					
Tensione inverter		800 Vac tri			
Fraz. perdite		1.30 % a STC			
Inverter: SG350HX-12MPPT					
Sezione cavi (138 Inv.)		All 138 x 3 x 185 mm ²			
Lunghezza media dei cavi		150 m			
Linea MV fino al traso HV					
Voltaggio MV		36 kV			
Frazione perdita media		0.01 % a STC			
Campo #1 - Campo 1-1	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #2 - Campo 1-2	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	670 m		Lunghezza	990 m
Campo #3 - Campo 1-3	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #4 - Campo 1-4	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	900 m		Lunghezza	860 m
Campo #5 - Campo 1-5	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #6 - Campo 1-6	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	770 m		Lunghezza	720 m
Campo #7 - Campo 1-7	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #8 - Campo 1-8	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	690 m		Lunghezza	640 m
Campo #9 - Campo 2-1	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #10 - Campo 3-1	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	980 m		Lunghezza	1000 m
Campo #11 - Campo 3-2	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #12 - Campo 3-3	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	800 m		Lunghezza	610 m
Campo #13 - Campo 4-1	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #14 - Campo 4-2	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	350 m		Lunghezza	260 m
Campo #15 - Campo 4-3	Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #16 - Campo 4-4	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
	Lunghezza	160 m		Lunghezza	80 m

Perdite cablaggio AC

Linea MV fino al trasfo HV			
Voltaggio MV	36 kV		
Frazione perdita media	0.01 % a STC		
Campo #17 - Campo 4-5			
Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Campo #18 - Campo 4-6	
Lunghezza	40 m	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
Campo #19 - Campo 5-1			
Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Lunghezza	470 m
Lunghezza	840 m	Campo #20 - Campo 5-2	
Campo #21 - Campo 6-1			
Conduttori	All 3 x 240 mm ²	Conduttori	All 3 x 240 mm ²
Lunghezza	950 m	Lunghezza	880 m
Linea HV fino al punto di immissione			
Linea voltaggio HV	36 kV		
Conduttori	All 3 x 700 mm ²		
Lunghezza	5400 m		
Fraz. perdite	0.84 % a STC		

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV	
Media tensione	36 kV
Un trasfo in ciascun sub-campo	
Campo #1 - Campo 1-1	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #2 - Campo 1-2	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #3 - Campo 1-3	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ

Perdite AC nei trasformatori

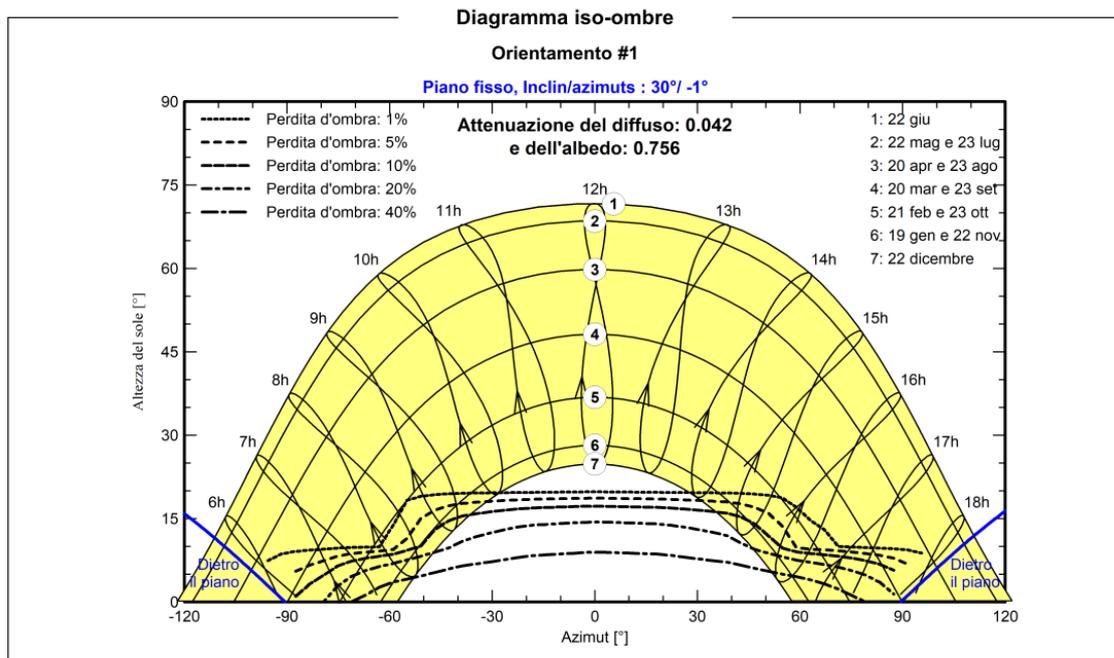
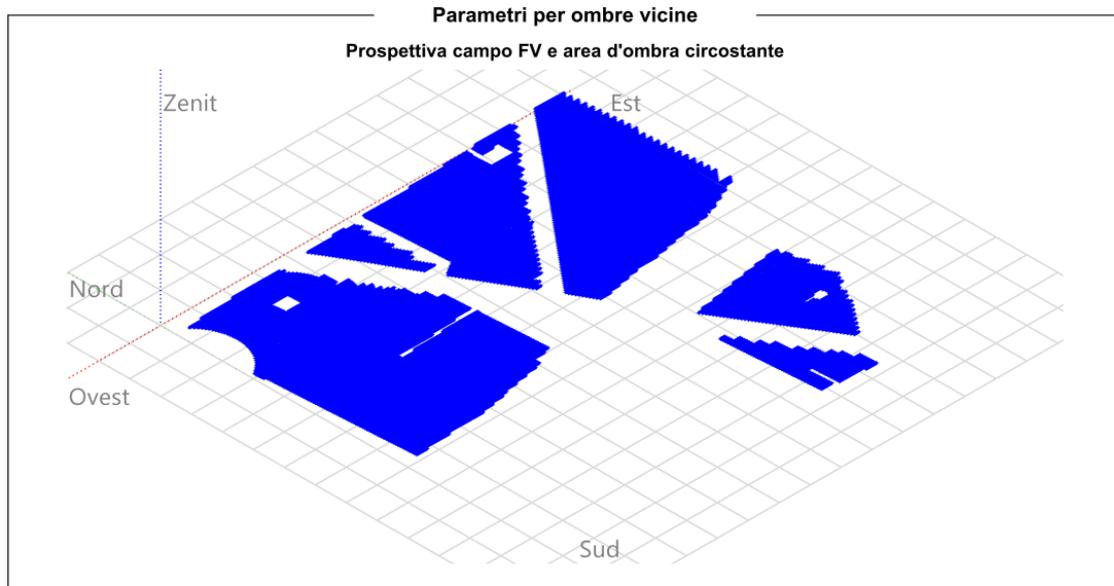
Trafo MV	
Media tensione	36 kV
Un trasfo in ciascun sub-campo	
Campo #4 - Campo 1-4	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #5 - Campo 1-5	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #6 - Campo 1-6	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #7 - Campo 1-7	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #8 - Campo 1-8	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #9 - Campo 2-1	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	1600 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	5.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.33 % Del PNom
Perdite a carico	21.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.33 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 5.31 mΩ

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV	
Media tensione	36 kV
Un trasfo in ciascun sub-campo	
Campo #10 - Campo 3-1	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #11 - Campo 3-2	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #12 - Campo 3-3	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #13 - Campo 4-1	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #14 - Campo 4-2	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #15 - Campo 4-3	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV	
Media tensione	36 kV
Un trasfo in ciascun sub-campo	
Campo #16 - Campo 4-4	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #17 - Campo 4-5	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #18 - Campo 4-6	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2500 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	7.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.29 % Del PNom
Perdite a carico	31.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.25 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 3.20 mΩ
Campo #19 - Campo 5-1	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	3150 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	8.38 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.27 % Del PNom
Perdite a carico	37.50 kVA
Frazione di perdite a carico	1.19 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 2.42 mΩ
Campo #20 - Campo 5-2	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	1600 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	5.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.33 % Del PNom
Perdite a carico	21.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.33 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 5.31 mΩ
Campo #21 - Campo 6-1	
Trasformatore da schede tecniche	
Potenza nominale	2000 kVA
Iron Loss (Connessione 24/24)	6.25 kVA
Frazione di perdite a vuoto	0.31 % Del PNom
Perdite a carico	26.25 kVA
Frazione di perdite a carico	1.31 % a PNom
Resistenza equivalente induttori	3 x 4.20 mΩ

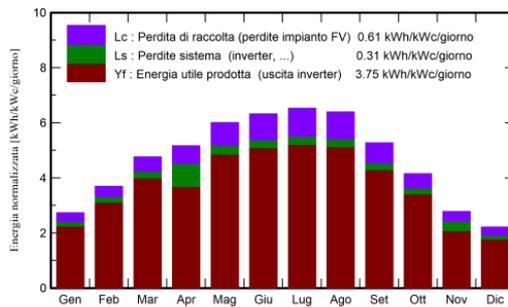
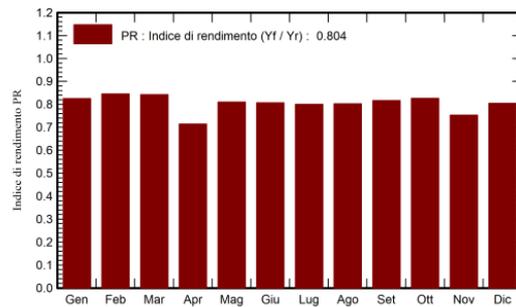


Risultati principali
Produzione sistema

Energia prodotta 62425624 kWh/anno

 Prod. Specif.
 Indice rendimento PR

 1370 kWh/kWp/anno
 80.35 %

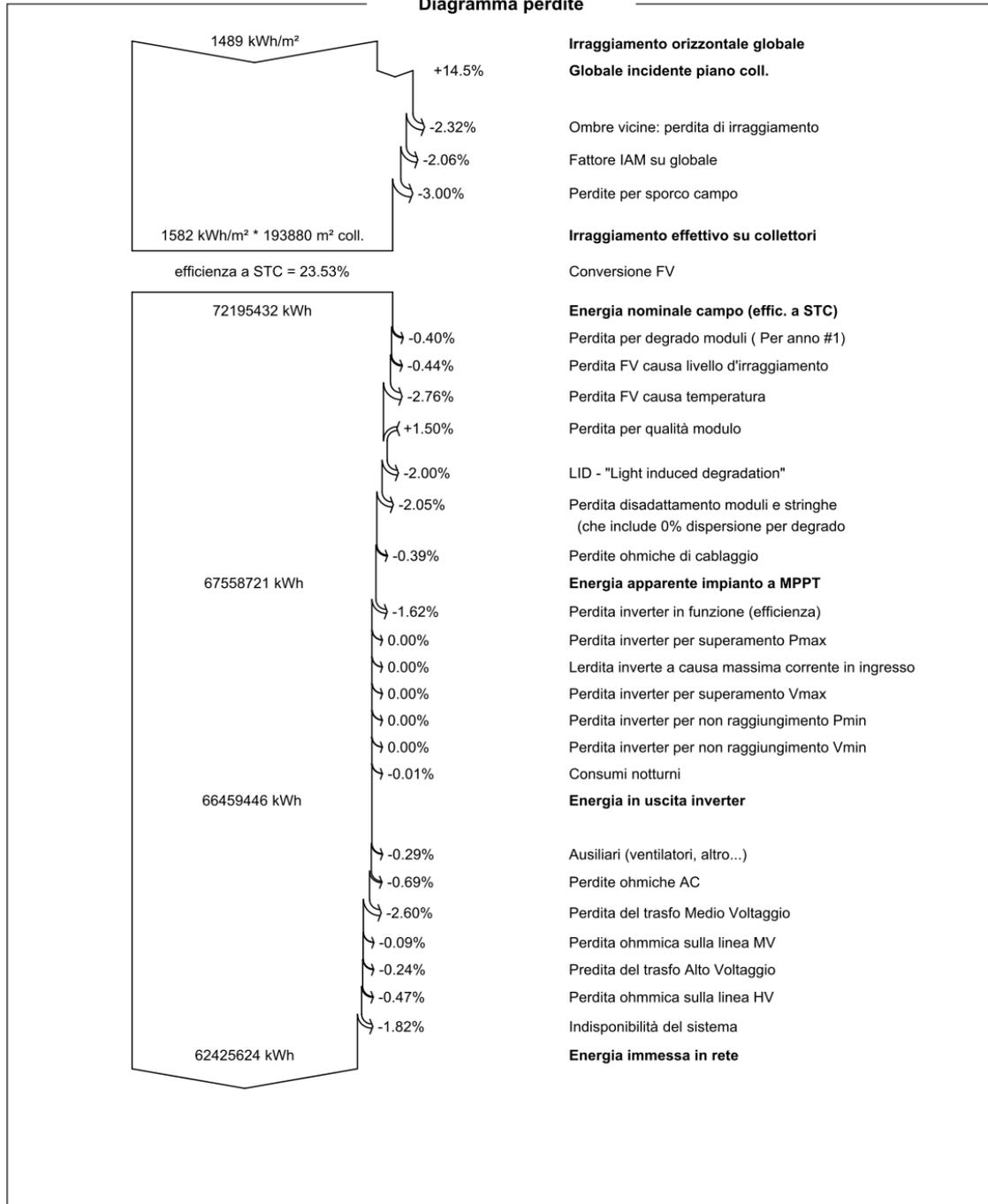
Produzione normalizzata (per kWp installato)

Indice di rendimento PR

Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
Gennaio	51.7	23.45	7.89	84.7	77.7	3435071	3184967	0.825
Febbraio	72.8	35.13	8.39	103.3	96.3	4247923	3980418	0.846
Marzo	119.0	57.08	11.38	147.6	137.7	6013568	5663414	0.842
Aprile	142.5	76.73	14.32	154.8	143.5	6210606	5041677	0.715
Maggio	185.5	83.78	19.73	186.3	172.8	7347763	6875813	0.810
Giugno	196.8	87.83	24.75	189.6	175.9	7369914	6966104	0.806
Luglio	206.8	82.74	27.68	202.2	188.0	7802704	7372562	0.800
Agosto	185.7	74.66	27.37	198.2	184.7	7677313	7250673	0.803
Settembre	132.2	58.53	21.76	158.2	147.3	6241176	5883892	0.816
Ottobre	96.2	48.74	17.77	128.5	120.0	5151906	4840132	0.826
Novembre	56.1	30.95	12.69	83.2	76.6	3335632	2855624	0.753
Dicembre	44.1	26.94	9.05	68.5	61.9	2725144	2510349	0.804
Anno	1489.5	686.58	16.95	1705.2	1582.4	67558721	62425624	0.804

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

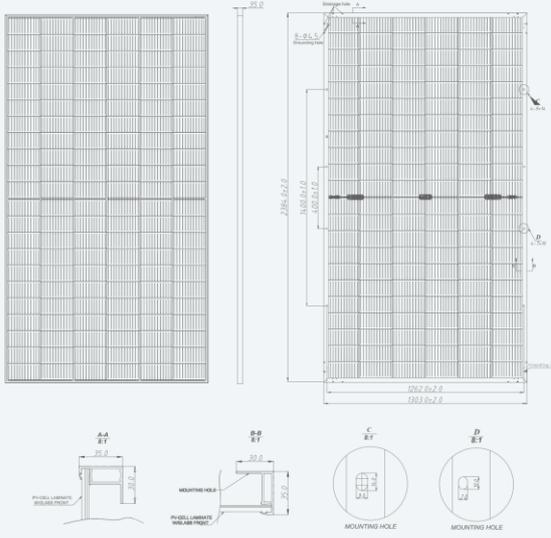
Diagramma perdite



3.3. Moduli Fotovoltaici

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli bifacciali in silicio monocristallino Sungi Solar SNG730-132 da 730w aventi le seguenti caratteristiche

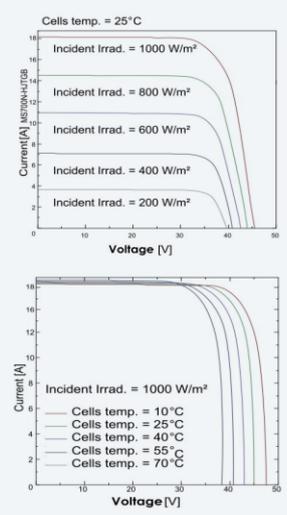
Engineering drawings



I-V CURVES AT DIFFERENT TEMPERATURE (680W)

I-V / P-V CURVE AT DIFFERENT TEMPERATURE (680W)

Electrical performance & temperature dependence



Electrical characteristics

Module Type	SNG680M-132	SNG685M-132	SNG690M-132	SNG695M-132	SNG700M-132	SNG710M-132	SNG720M-132	SNG730M-132
TESTING CONDITION^{STC}	STC⁰¹/NMOT	STC⁰²/NMOT	STC⁰³/NMOT	STC⁰⁴/NMOT	STC⁰⁵/NMOT	STC⁰⁶/NMOT	STC⁰⁷/NMOT	STC⁰⁸/NMOT
Maximum Power at STC (P _{max})	680Wp/517.89Wp	685Wp/521.70Wp	690Wp/525.50Wp	695Wp/529.31Wp	700Wp/533.12Wp	710Wp/540.74Wp	720Wp/548.35Wp	730Wp/555.97Wp
Maximum Power Voltage (V _{mp})	42.32/39.96	42.49/40.11	42.66/40.28	42.83/40.44	43.00/40.58	43.34/40.90	43.67/41.21	44.00/41.52
Max Power Current (I _{mp})	16.07A/12.96A	16.13A/13.01A	16.18A/13.05A	16.23A/13.09A	16.29A/13.14A	16.39A/13.22A	16.49A/13.30A	16.60A/13.39A
Open-circuit Voltage (V _{oc})	49.79V/45.96V	49.99V/46.16V	50.19V/46.36V	50.39V/46.56V	50.59V/46.76V	50.90V/47.04V	51.21V/47.33V	51.76V/47.84V
Short-circuit Current (I _{sc})	17.10A/13.79A	17.16A/13.84A	17.21A/13.88A	17.27A/13.93A	17.33A/13.97A	17.47A/14.08A	17.60A/14.18A	17.66A/14.23A
Module Efficiency (%)	22.21%	22.37%	22.53%	22.69%	22.86%	23.19%	23.52%	23.85%
Operating Temperature OC	-40°C ± - +85°C							
Maximum system voltage	1500V DC							
Maximum series fuse rating	30A							
Power tolerance	0±6%							
Temperature coefficients of P _{max}	-0.26%/°C							
Temperature coefficients of V _{oc}	-0.24%/°C							
Temperature coefficients of I _{sc}	0.04%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	42.3±2 °C							

Mechanical data

Cell type	Heterojunction Technology (210x210mm)
No. of cells	132 (6x22)
Dimensions	2384x1303x35mm
Weight	38.8 kg
Front Glass	2.0mm AR Coating Semi-tempered glass
Back Glass	2.0mm AR Glazed Semi-tempered glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy Silver Frame
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Output Cables	TUV: 1x4.0mm ² /UL 12AWG Length: 400/1400mm or customized length
Connectors	Copper, Silver Plated, MC 4

Packaging configuration

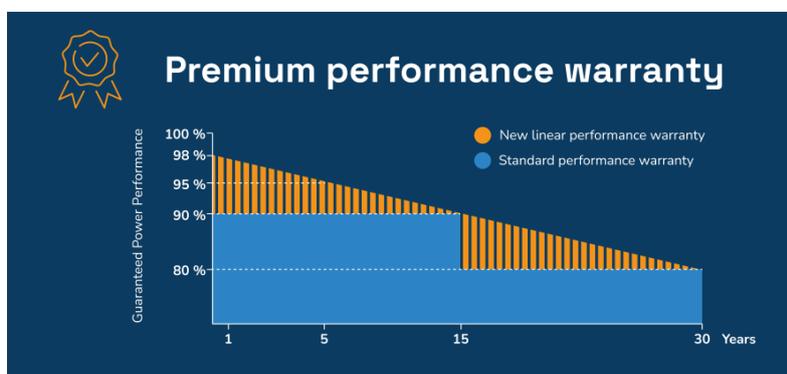
Dimensions	35mm
No. of pieces per pallette	31
Total number of pallettes	17
Module quantity per 40' container	527

Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene influente la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al fine di contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva.

I moduli fotovoltaici sono garantiti dal produttore per un decadimento delle prestazioni come di seguito riportato:

- Nel primo anno del 2%;
- Dal 2° al 30 ° non più dello 0.9 % annuo.

Si riporta di seguito il grafico delle performance garantite dal produttore dei moduli fotovoltaici.



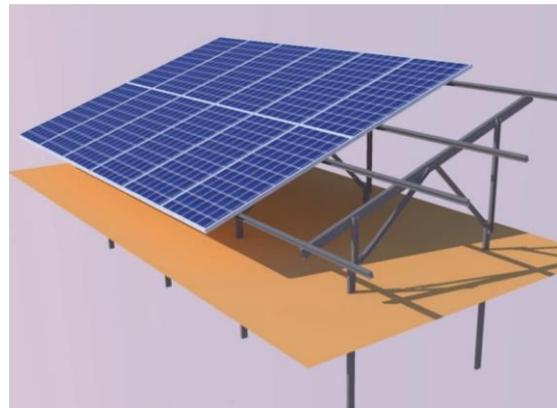
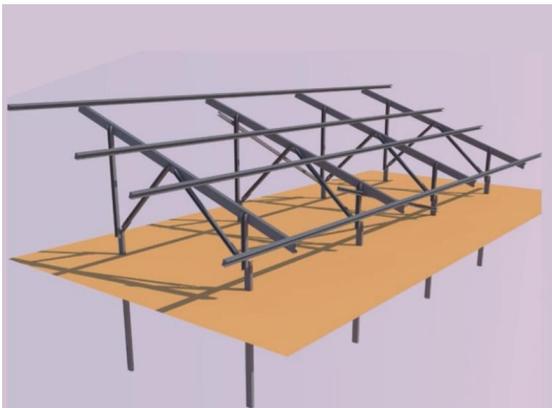
3.4. Strutture di sostegno, ancoraggio e di appoggio dei moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno della tipologia fissa, realizzate con elementi metallici e pali di sostegno ed elementi di collegamento superiore, trattati superficialmente con zincatura a caldo, per una maggiore durata nel tempo. Gli elementi di sostegno garantiscono l'ancoraggio al terreno senza l'ausilio di opere di fondazione in calcestruzzo.

Le strutture saranno dimensionate per resistere ai carichi trasmessi dai pannelli e alle sollecitazioni esterne alle quali vengono sottoposte in condizione ordinaria e straordinaria (vento, neve...).

La tipologia di struttura fissa è composta da pochi componenti di semplice montaggio e rapido montaggio, i moduli montati avranno una inclinazione rispetto all'orizzontale di 30° e saranno orientati verso SUD. Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene eseguito con bulloneria in acciaio inossidabile evitando quindi fenomeni di corrosione. Le fondazioni sono a secco, pertanto viene utilizzata l'infissione a battere, ove non possibile, preforatura con successiva martellatura. I pali sono realizzati in acciaio S 355 JR più adatto per essere martellato senza deformazioni, la

profondità di infissione sarà determinata in funzione delle sollecitazioni e delle caratteristiche meccaniche del terreno.



La durabilità dei materiali metallici è garantita dal trattamento superficiale di zincatura a caldo come da normativa EN ISO 1461:2009.

3.5. Gruppi di conversione CC/CA

I gruppi di conversione CC/CA sono composti sostanzialmente dagli inverter e dalle relative componentistiche di protezione interne (sezionatori/filtri/relè/connettori/ecc). Gli inverter sono distribuiti all'interno del campo fotovoltaico in maniera da avere cablaggi i più corti possibile. Dal componente principale "inverter" avviene il trasferimento della potenza convertita in CA alle cabine BT/AT, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

Il sistema fotovoltaico si avvale di inverter di stringa trifase Sungrow SG350HX, di cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

SG350HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

Preliminary



Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (Optional: 14 / 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II

General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136*870*361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	≤110 kg (≤242.5 lbs)
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66 (NEMA 4X)
Night power consumption	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

Gli inverter Sungrow SG350HX sono inverter fotovoltaici connessi in rete dotati di 12 MPPT con 2 ingressi per MPPT, in grado di convertire la corrente continua generata dalle stringhe fotovoltaiche in corrente alternata trifase a onda sinusoidale e immettere l'energia nella rete elettrica pubblica. Un sezionatore CA e un sezionatore CC devono essere impiegati come dispositivi di disconnessione e devono essere sempre facilmente accessibili.

La tensione continua generata dai moduli fotovoltaici è filtrata attraverso la scheda di input prima di arrivare alla scheda di potenza. La scheda di input svolge anche la funzione di rilevamento dell'impedenza di isolamento e della tensione/corrente di ingresso in CC. La corrente continua viene convertita in corrente alternata dalla scheda di potenza. La corrente convertita in CA viene filtrata attraverso la scheda di output, e quindi immessa in rete. La scheda di output svolge anche funzioni di rilevamento della tensione/ corrente di rete, di GFCI e di pilotaggio dei relè di isolamento in uscita. La scheda di controllo fornisce l'alimentazione ausiliaria, controlla lo stato di funzionamento dell'inverter e lo rende visibile sul display. Il display visualizza inoltre i codici di errore in caso di funzionamento anomalo. Allo stesso tempo, la scheda di controllo può attivare il relè di protezione in modo da salvaguardare i componenti interni.

3.6. Quadri BT

All'interno della cabina di campo sono ubicati i QUADRI BT che svolgono la doppia funzione di sezionamento delle linee in arrivo dal campo FTV (singoli inverter) e di parallelo dell'inverter. I quadri di campo sono provvisti dei necessari dispositivi di sezionamento e protezione come magnetotermici differenziali per ogni singola linea in arrivo dagli inverter e interruttori motorizzati in uscita dal quadro e diretti verso il vano di trasformazione.

Per la protezione delle linee BT in arrivo ed in partenza dalla cabina di campo e dalla cabina distribuzione, nonché per la protezione generale e del trasformatore, è previsto l'utilizzo di

interruttori BT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente ed alloggiati in apposite celle di alta tensione. I quadri BT di progetto sono di tipo modulare in modo da poter comporre i quadri di distribuzione e trasformazione così come previsti. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra. Gli interruttori di alta tensione saranno di tipo isolato in gas e realizzati secondo le indicazioni della norma di settore per gli impianti di specie. Il dispositivo generale sarà equipaggiato con un'unità di interfaccia che interverrà e comanderà l'apertura per anomalie sulla rete di distribuzione dell'energia interna al parco o per anomalie sul circuito interno al generatore. È prevista una rete di protezione di controllo di

- massima tensione;
- minima tensione;
- massima frequenza;
- minima frequenza;
- massima corrente;
- protezione direzionale di terra.



Figura 4 - Quadri BT

3.7. Trasformatori BT/AT

La cabina di campo sarà dotata di un trasformatore BT/AT, alloggiato in apposito vano, che provvederà a trasformare la corrente in arrivo dal QBT a 800V in corrente AT a 36kV da

convogliare, tramite apposito cavidotto interrato fino al punto di connessione previsto. Il trasformatore sarà opportunamente protetto contro l'accidentale contatto con parti in tensione. Nell'impianto saranno impiegati 21 trasformatori di 4 taglie diverse:

TRASFORMATORI BT/AT				
Potenza nominale (kVa)	1600	2000	2500	3150
Numero totale	2	1	10	8
Vcc (%)	6			
Tensione primaria (V)	36.000			
Tensione secondaria (V)	800			



Figura 5 - Trasformatori BT/AT in resina

3.8. Quadri ausiliari

La cabina sarà equipaggiata con opportuni quadri di servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento degli impianti. Il quadro servizi ausiliari avrà una sezione in ingresso, nella quale confluisce la linea proveniente dal quadro BT, protetta da appositi interruttori automatici, una sezione ordinaria, nella quale sono presenti tutte le utenze ordinarie e non essenziali per il funzionamento della cabina di campo e una sezione privilegiata per le utenze alimentate da UPS.



Figura 6 - Quadro servizi ausiliari

3.9. Trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari

Per l'alimentazione del quadro servizi ausiliari, nelle varie cabine di campo sarà presente un trasformatore BT/BT 0,8/0,4kV avente le seguenti caratteristiche:

TRASFORMATORI BT/BT	
Potenza nominale (kVa)	10
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	800
Tensione secondaria (V)	400

3.10. Cavi di campo BT

Per i vari cablaggi di collegamenti BT dagli inverter al QBT in cabina di campo, saranno utilizzati cavi in alluminio isolati in gomma del tipo del seguente tipo:

AUG7R-0,6/1 kV
ARG7(O)R-0,6/1 kV



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

Non propagazione dell'incendio: CEI 20-22 II

Non propagazione della fiamma: EN 60332-1-2

Gas corrosivi o alogenidrici: EN 50267-2-1

Direttiva Bassa Tensione: 2014/35/UE

Direttiva RoHS: 2011/65/UE

Descrizione

- Conduttore:
 - alluminio, filo unico rigido, classe 1 (sezione = 10mm²)
 - alluminio, corda rigida compatta, classe 2 (sezione ≥ 16mm²)
- Isolamento: gomma, qualità G7
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
- Guaina: PVC, qualità Rz
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_o/U: 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 6 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del conduttore

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale.

Per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili.

Ammessa la posa interrata, anche se non protetta.

NOTA: Per installazioni non disciplinate dal Regolamento UE 305/2011.

Figura 7 - Scheda cavo BT

3.11. Cavidotto AT

Il cavidotto AT di connessione delle cabine di campo alla cabina di distribuzione a sarà del tipo:

 HIGH VOLTAGE CABLE SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.		ARE4H5EE 20,8/36 kV 1x... SK2												
APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS In HV energy distribution networks for voltage systems up to 42kV . Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location. SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics. The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable. Shock Proof SK2 cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in CEI 20-68 standard. This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.														
FUNCTIONAL CHARACTERISTICS <table border="0"> <tr> <td>Rated voltage U_0/U:</td> <td style="text-align: right;">20,8/36 kV</td> </tr> <tr> <td>Maximum voltage U_m:</td> <td style="text-align: right;">42 kV</td> </tr> <tr> <td>Test voltage:</td> <td style="text-align: right;">2,5 U_0</td> </tr> <tr> <td>Max operating temperature of conductor:</td> <td style="text-align: right;">90 °C</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature:</td> <td style="text-align: right;">250 °C (for max 5 s)</td> </tr> <tr> <td>Max short-circuit temperature (screen):</td> <td style="text-align: right;">150 °C</td> </tr> </table>			Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV	Maximum voltage U_m :	42 kV	Test voltage:	2,5 U_0	Max operating temperature of conductor:	90 °C	Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)	Max short-circuit temperature (screen):	150 °C
Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV													
Maximum voltage U_m :	42 kV													
Test voltage:	2,5 U_0													
Max operating temperature of conductor:	90 °C													
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)													
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C													
CONSTRUCTION <ol style="list-style-type: none"> 1. Conductor <i>stranded, compacted, round, aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> 2. Conductor screen <i>extruded semiconducting compound</i> 3. Insulation <i>extruded cross-linked polyethylene (XLPE) compound</i> 4. Insulation screen <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> 5. Longitudinal watertightness <i>semiconducting water blocking tape</i> 6. Metallic screen and radial water barrier <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> 7. First sheath - 1 <i>extruded PE compound</i> 8. Second sheath - 2 <i>extruded PE compound - colour: red with improved impact resistance</i> 														
<table border="0"> <tr> <td>Max pulling force during laying 50 N/mm² (applied on the conductors)</td> <td style="text-align: right;">STANDARDS IEC 60840 where applicable (<i>testing</i>)</td> </tr> <tr> <td>Min bending radius during laying 14 D_{cab} (dynamic condition)</td> <td style="text-align: right;">Nexans Design</td> </tr> <tr> <td>Minimum temperature during laying - 25 °C (cable temperature)</td> <td style="text-align: right;">HD 620 where applicable (<i>materials</i>)</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: right;">CEI 20-68 where applicable (<i>impact test</i>)</td> </tr> </table>		Max pulling force during laying 50 N/mm ² (applied on the conductors)	STANDARDS IEC 60840 where applicable (<i>testing</i>)	Min bending radius during laying 14 D _{cab} (dynamic condition)	Nexans Design	Minimum temperature during laying - 25 °C (cable temperature)	HD 620 where applicable (<i>materials</i>)		CEI 20-68 where applicable (<i>impact test</i>)					
Max pulling force during laying 50 N/mm ² (applied on the conductors)	STANDARDS IEC 60840 where applicable (<i>testing</i>)													
Min bending radius during laying 14 D _{cab} (dynamic condition)	Nexans Design													
Minimum temperature during laying - 25 °C (cable temperature)	HD 620 where applicable (<i>materials</i>)													
	CEI 20-68 where applicable (<i>impact test</i>)													
MARKING by ink of the following legend: "NEXANS B <Year> ARE4H5EE 20,8/36kV 1x <S> SK2 <meter marking>" <Year> = year of manufacturing <S> = section of the conductor														
<table border="0"> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mechanical resistance to impacts: very good (CEI 20-68)</td> <td>Longitudinal waterproof</td> <td>Radial waterproof</td> <td>Max operating temp. of conductor: 90 °C</td> <td>Max short-circuit temperature: 250 °C</td> <td>Minimum installation temperature: -25 °C</td> </tr> </table>									Mechanical resistance to impacts: very good (CEI 20-68)	Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: 90 °C	Max short-circuit temperature: 250 °C	Minimum installation temperature: -25 °C
														
Mechanical resistance to impacts: very good (CEI 20-68)	Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: 90 °C	Max short-circuit temperature: 250 °C	Minimum installation temperature: -25 °C									

Figura 8 - Scheda cavo AT

3.12. Cabine elettriche prefabbricate in c.a.v.

L'impianto prevede la posa delle seguenti cabine:

- **N. 21 Cabine di campo** dove saranno alloggiati i quadri BT ed AT e il trasformatore BT/AT;
- **N.1 Control room** dove saranno alloggiati tutti i dispositivi di comando e controllo impianto;
- **N.1 Cabina di distribuzione** dove saranno alloggiati i quadri di connessione dell'impianto alla rete;

Le cabine di campo, di dimensioni pari a 7,00 e 8,20 m x 2,50 m ed altezza fuori terra pari a 3,00 m saranno composte da due vani ovvero il vano quadri ed il vano trafo.

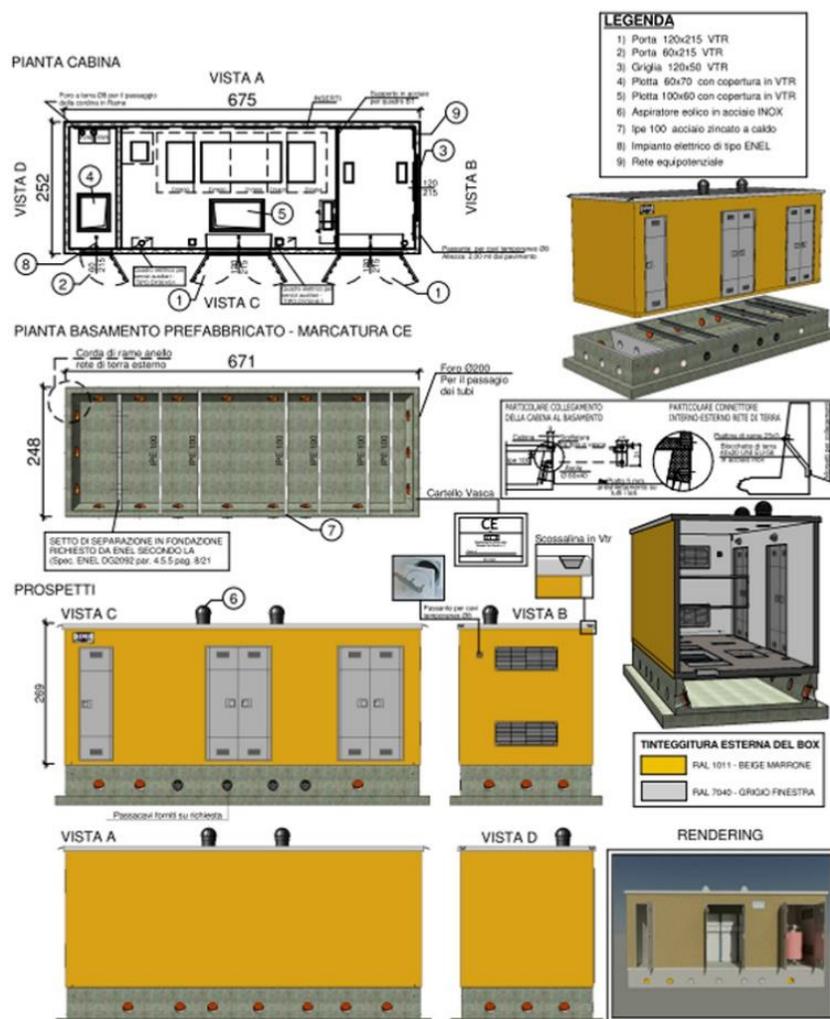


Figura 9 - Tipologico cabine prefabbricate

All'interno della cabina di campo saranno alloggiate le seguenti componenti elettromeccaniche:

- Quadri di parallelo inverter a cui fanno capo i sottocampi;
- Quadri di linea in BT;
- Quadri in AT di protezione trafo e arrivo/partenza linea AT;
- Trasformatore della taglia indicata nei precedenti paragrafi;
- Quadri servizi ausiliari.

La cabina di distribuzione avrà dimensioni pari a 9.40 m x 2,50 m ed altezza fuori terra pari a 3,00 m e sarà composta da un unico vano.

La control room, adiacente la cabina di raccolta, avrà dimensioni pari a 2.38 m x 2,50 m ed altezza fuori terra pari a 3,00 m.

Tutte le cabine saranno realizzate in c.a.v. prefabbricato e si compongono di 2 elementi monolitici ovvero la vasca, che svolge la doppia funzione di fondazione e di alloggio dei cavi in arrivo o partenza, e il corpo in elevazione.

Gli elementi delle cabine, prefabbricati in stabilimento, saranno trasportati in cantiere ed eventualmente montati contemporaneamente alla fase di scarico.

Prima della posa della cabina sarà predisposto il piano di posa con un fondo di pulizia e livellamento in magrone di cls oppure con una massiciata di misto di cava.

Le cabine saranno dotate di porte in VTR, aperture grigliate sempre VTR nonché una maglia di terra in corda di rame nudo. Rete di terra

L'impianto di terra sarà rispondente alle prescrizioni del Cap. 10 della Norma CEI EN 61936-1, alla Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11- 37. Nel seguito sono illustrati alcuni aspetti generici di riferimento.

L'impianto è protetto da una maglia di terra equipotenziale collegata alle masse presenti nell'impianto e alle cabine. Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale (portali, TA, TV, scaricatori) le dimensioni della maglia di terra saranno opportunamente diminuite.

Precauzioni particolari saranno essere prese in presenza di tubazioni metalliche, cavi AT schermati ed ogni altra struttura metallica interrata in vicinanza o interferente con l'area di stazione. Inoltre saranno ricompresi nella maglia di terra, il cancello di ingresso e gli edifici di consegna AT posti al confine dell'impianto, vicino al cancello e si farà in modo che le tensioni di passo e contatto siano al di sotto di quanto prescritto dalle norme sia all'interno che all'esterno della recinzione di stazione.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

3.13. Posa dei cavi in tubi e canalette — pozzetti di derivazione

I conduttori saranno sempre protetti meccanicamente mediante tubi corrugati 450N per BT in materiale isolante autoestinguento e la posa sarà eseguita rispettando le tipologie previste dagli standard tecnici.

I cavi posati nei corrugati dovranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili.

Il percorso dei cavidotti è stato pensato per quanto possibile con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso previsto e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si provvederà in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

A partire dai singoli quadri di parallelo stringhe, i cavi si raccorderanno in un cavidotto che raccoglie e convoglia i cavi al vano inverter. Lungo il percorso del cavidotto sono previsti pozzetti circa ogni 25/30 mt.

3.14. Impianto di terra e sezione dei conduttori di protezione

Il sistema di terra comprende la maglia ed i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. L'impianto di terra consiste principalmente di una linea dorsale corrente in cavo di rame nudo collegato tramite appositi morsetti ai collegamenti di ogni singola struttura metallica di supporto dei moduli fotovoltaici, collegamenti realizzati mediante appositi cavi di sezione variabile. Le dorsali di terra sono a loro volta collegate mediante morsetti alla rete di terra delle cabine elettriche. Viene creato in questo modo un collegamento equipotenziale tra le varie strutture metalliche.

3.15. Impianto di terra delle cabine

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una croda di rame nudo esterno alle cabine e collegato a dispersori posti agli spigoli.

Il locale trasformazione AT/BT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da

una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dei ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra sarà necessario richiedere il valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori vengono da Terna.

3.16. Calcoli e verifiche di progetto – verifica variazione di

tensione - temperatura lato c.c.

Per i calcoli e le verifiche di progetto occorre verificare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino essere verificate le seguenti disuguaglianze, per quanto riguarda le tensioni:

$$V_m \min \geq V_{inv} \text{ MPPT} \min$$

$$V_m \max \leq V_{inv} \text{ MPPT} \max$$

$$V_{OC} \max < V_{inv} \max$$

Mentre per quanto riguarda la compatibilità in termini di corrente tra l'inverter ed il relativo campo deve valere la relazione:

$$I \text{ campo} \max \leq I \text{ inv} \max$$

nelle quali $V_{inv} \text{ MPPT} \min$ e $V_{inv} \text{ MPPT} \max$ rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre $V_{inv} \max$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter; $I \text{ campo} \max$ ed $I \text{ inv} \max$ rappresentano, rispettivamente, la corrente nelle condizioni di massima potenza del campo e la massima corrente ammissibile per l'inverter ad esso relativo.

Considerando una variazione percentuale della tensione di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,26\%/^{\circ}\text{C}$, per $I_{sc} = 0,04\%/^{\circ}\text{C}$, ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e $+70^{\circ}\text{C}$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

Si riportano di seguito le verifiche di congruenza effettuate sulle varie configurazioni degli inverter presenti nell'impianto fotovoltaico:

VERIFICHE ELETTRICHE INVERTER					
DATI SCHEDA TECNICA			RISULTATI		
	25				
temp stc		$^{\circ}\text{C}$	Pmax CC max MPPT	32,12	kW
temp minima	-10	$^{\circ}\text{C}$	Tensione CCmin	863,46	V
temp max	70	$^{\circ}\text{C}$	Tensione nom max	1 049,31	V
deltamin	-35	$^{\circ}\text{C}$	Tensione CCmax	1 234,37	V
deltamax	45	$^{\circ}\text{C}$			
			Corrente CCmax	33,20	A

3.17. Inquinamento elettromagnetico

La normativa nazionale (l. 36/2001) è a tutela della popolazione contro gli effetti dei campi elettromagnetici. Ai fini della corretta analisi del sistema in oggetto, è necessario riportare le definizioni dei termini utilizzati nelle leggi utilizzate.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela degli effetti acuti
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti di lungo periodo
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori al CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo

Relativamente alle definizioni sopra riportate, il D.P.C.M. 8 luglio 2003 propone, per l'esposizione della popolazione ai CEM, prodotti a frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti (quindi anche le cabine di trasformazione), i seguenti valori:

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (pT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
D. P. C. M.	Limite di esposizione	100	5000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5000

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore a 5 kV/m, imposto dalla normativa, nella presente relazione si porgerà maggiore attenzione al campo magnetico.

Dato il basso valore delle correnti in gioco, unico punto critico risulta essere la cabina di trasformazione che dovrà essere sottoposta a ulteriori verifiche in fase esecutiva, secondo la seguente formula che esprime l'induzione magnetica prodotta dal trasformatore, la quale

decrese in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 * \frac{u_{cc}}{6} * \sqrt{\frac{S_r}{630}} * \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

ucc tensione percentuale di cortocircuito;

Sr potenza nominale del trasformatore (in kVA);

a distanza dal trasformatore.

3.18. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a perfetta regola d'arte.

I montaggi meccanici in campo consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della cabina BT/MT (di trasformazione);
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa in opera dei quadri in corrente continua;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra il quadro di parallelo in corrente alternata, la cabina di trasformazione BT/MT, la linea in MT;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

3.19. Collaudi

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

3.19.1. Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

3.19.2. Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

3.19.3. Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

3.19.4. Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'installatore/appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

- Esame a vista:
 - verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
- Verifica delle opere civili:
 - verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;
- Verifica delle opere meccaniche:
 - verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;
- Verifica della rete di terra:
 - verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω , l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
- Verifica dei collegamenti di terra:
 - verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

- Verifica dei collegamenti elettrici:
 - verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;
- Prova di isolamento verso terra:
 - verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni
 - temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C
 - umidità relativa: compresa tra 45 e 85%
 - tensione di prova: 2000 V, per 1 minuto(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6;
- Verifica degli organi di manovra e di protezione:
 - verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi;
- Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:
 - le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo;
- Verifica degli strumenti di misura:
 - verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

3.20. Verifiche per messa in servizio

Prima della messa in servizio dell'impianto fotovoltaico saranno eseguiti i seguenti controlli dei vari campi:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche della cabina MT;
- chiusura dell'interruttore di parallelo sulla rete MT;
- avviamento degli inverter;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto è previsto all'art. 4, comma 4, del decreto 28 luglio 2005, integrato dal decreto 6 febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

$$a) P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$$

dove:

Pcc = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

Pnom = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$ (deve essere $I > 600 \text{ W/M}^2$);

Istc = 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

$$b) P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$$

dove:

Pca = potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

3.21. Verifiche dell'impianto di terra

L'impianto di terra sarà verificato mediante esami a vista e prove prima della messa in servizio dell'impianto. Pertanto, sarà effettuata la verifica dell'impianto di terra con la produzione della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore della messa in servizio dell'impianto per consegnare copia al Committente.

Le modalità di prova dell'efficienza dell'impianto di terra saranno effettuate con le seguenti verifiche:

- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Le misure saranno effettuate, per quanto possibile, con l'impianto nelle ordinarie condizioni di funzionamento.

3.22. Verifiche dei sistemi di misure

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura sarà sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione dello stesso. Inoltre si verificherà la leggibilità dei dati di misura del contatore da parte del sistema centrale di telelettura.

3.23. Documentazione da produrre

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/08 (ex legge 46/90, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE.

