

1	PROGETTO REV 01	MR	08/21	
REV.	DESCRIZIONE E REVISIONE	Sigla	Data	Firma
EMESSO				

PROGETTAZIONE	<b>GVC s.r.l.</b> Via della Pineta 1 - 85100 - Potenza email: info@gvcingegneria.it - website: www.gvcingegneria.it P.E.C.: gvcst@gigapec.it  Direttore Tecnico: dott. ing. MICHELE RESTAINO  Collaboratori GVC s.r.l. per il progetto: dott. ing. GIORGIO MARIA RESTAINO dott. ing. CARLO RESTAINO dott. ing. ATTILIO ZOLFANELLI	 <b>GVC</b> SERVIZI DI INGEGNERIA

Committente	<b>VERDE 3 S.R.L.</b>	 <b>Verde 3 s.r.l.</b>		
Comune	<b>COMUNI DI LARINO - URURI - SAN MARTINO IN PENSILIS (CB)</b>	COD. RIF	G/129/02/A/01/PD	
Opera	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE PARI A 11.980,65 kWp DENOMINATO LARINO 6 - UBICATO IN LOCALITA' PIANE DI LARINO NEL COMUNE DI LARINO E IN LOCALITA' FORCONI NEL COMUNE DI URURI E SAN MARTINO IN PENSILIS	ELABORATO	FILE	
Oggetto	PROGETTO DEFINITIVO  <b>RELAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	Categoria	N.°	
		PD	Scala	-----
		<b>RT-04</b>		
		Questo disegno è di nostra proprietà riservata a termine di legge e ne è vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta		

## Sommario

1	PREMESSA.....	3
1.1	CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI.....	3
1.2	RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE .....	3
1.3	SISTEMA DI RICICLO.....	3
2	DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI .....	4
2.1	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO .....	5
2.2	DEFINIZIONI .....	6
2.3	RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI .....	6
2.4	MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT.....	6
	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI .....	6
	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO.....	7
	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO .....	8
	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	9
	PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRETTI.....	10
	PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI.....	11
2.5	QUALITA' DEI MATERIALI.....	12
3	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV.....	13
3.1	DATI DI PROGETTO .....	17
3.2	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ.....	19
3.3	GENERATORE FOTOVOLTAICO .....	26
3.4	CONVERTITORI CC/CA.....	28
3.5	POWER-STATION .....	31
3.6	QUADRO DI BASSA TENSIONE .....	31

3.7	TRASFORMATORE BT/MT.....	32
3.8	QUADRI DI MEDIA TENSIONE .....	32
3.9	CAVI ELETTRICI.....	32
3.10	POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE.....	33
3.11	IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE .....	34
	IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE .....	34
3.12	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO .....	35
3.13	INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO .....	38
3.14	MONTAGGIO COMPONENTI.....	39
3.15	COLLAUDI.....	40
	PROVE DI TIPO .....	40
	PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA.....	40
	VERIFICHE IN CANTIERE .....	40
	PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO .....	40
3.16	VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO .....	42

## 1 PREMESSA

Lo scopo del presente documento quello di definire ed illustrare gli aspetti tecnici dell'impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso conversione fotovoltaica. Il progetto infatti prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale di **11.980,65 KWp** da installarsi sui terreni siti nel territorio del Comune di **Larino (CB)**, in Località Piane di Larino, **e nei Comuni di Ururi e San Martino in Pensilis (CB)**, in Località Forconi, della relativa sottostazione nel Comune di Larino (CB). L'impianto è denominato "LARINO 6".

L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale RTN con allaccio in Alta Tensione tramite collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV di Larino.

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società " **VERDE 3 S.r.l** " che dispone delle disponibilità all'utilizzo delle aree oggetto di intervento.

### 1.1 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI

Le caratteristiche dei materiali che costituiscono l'impianto fotovoltaico (pannelli solari e inverter) sono ampiamente descritte nel prosieguo della presente relazione, mentre le strutture di sostegno, realizzate in acciaio opportunamente zincato a caldo, sono descritte in dettaglio negli elaborati dedicati.

### 1.2 RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete TERNA, delle norme CEI applicabili ed alla normativa vigente per il cui dettaglio si rimanda alla relazione specialistica dedicata. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti.

### 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 addetti a separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili.

A tal proposito, 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 sottoporli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macrofasi:

- 1) separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);
- 2) separazione dei componenti metallici del modulo;
- 3) purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;
- 4) 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 DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Lo studio del trasporto dell'energia fino alla cabina di consegna è stato incentrato su criteri di massima sicurezza e minimo impatto ambientale. La centrale è un impianto di generazione dell'energia elettrica di potenza nominale complessiva **11.980,65 KWp**, ed è ubicato nelle campagne dei Comuni di Larino, Ururi e San Martino in Pensilis in provincia di Campobasso. L'energia prodotta da ciascun campo FV in bassa tensione (per un totale di 3 campi) viene elevata alla tensione di 30 KV dal trasformatore presente nella Power-Station

e trasportata mediante cavo MT interrato alla sottostazione 30/150KV che sarà ubicata nel comune di Larino (CB) in prossimità della SE di trasformazione di Terna a 380/150 kV di Larino.

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete TERNA, delle norme CEI applicabili.

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  $\mu$ T per le aree normalmente disabitate ed al valore di 3  $\mu$ T, fissato come obiettivo di qualità, per i luoghi normalmente (leggasi oltre 4h/g pro capite) abitati.

## 2.1 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

È prevista la realizzazione delle seguenti opere:

- 1) Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare–fotovoltaica
- 2) Trasformazione dell’energia elettrica BT/MT (Power-Station complete di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
- 3) Trasformazione dell’energia elettrica MT/AT (cabina elettrica di trasformazione e consegna completa di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
- 4) Impianto di connessione alla rete AT di distribuzione nazionale;
- 5) Distribuzione elettrica BT (all’interno del campo fotovoltaico);
- 6) Distribuzione elettrica MT a 30 kV;
- 7) Distribuzione elettrica AT a 150kV (tra la Sottostazione Utente 30/150kV e la stazione elettrica di Terna);
- 8) Impianto elettrico al servizio delle cabine elettriche di campo, di trasformazione e di connessione;
- 9) Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
- 10) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici;
- 11) Impianti di servizio: illuminazione di sicurezza locali tecnici, realizzato con lampade autoalimentate;
- 12) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria nelle aree antistanti ai locali tecnici;
- 13) Impianto di terra;
- 14) Esecuzione delle opere murarie varie nelle cabine elettriche;
- 15) Scavi, interri e ripristini per la posa delle condutture e dei dispersori di terra (nel campo fotovoltaico e nelle cabine).

## 2.2 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).

## 2.3 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, ISPESL, 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.

## 2.4 MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT

### 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" ( $I_{magnetica} = 5 \div 10 \times I_{nominale}$ ) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati;
- curva di intervento "D" ( $I_{magnetica} = 10 \div 15 \times I_{nominale}$ ) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti primari di trasformatori;
- curva di intervento "B" ( $I_{magnetica} = 3 \div 5 \times I_{nominale}$ ) 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.

#### 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:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 \times I_z$$

Dove:

$I_B$  = corrente di impiego del circuito

$I_z$  = portata in regime permanente della condotta (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.

#### **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.

#### 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  $U_o/U = 450/750V$  per posa in tubazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_o/U = 450/750V$  per posa in canalizzazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_o/U = 450/750V$  per posa in quadri elettrici a norme CEI;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_o/U = 600/1000V$  in canalizzazioni isolanti o metalliche;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_o/U = 600/1000V$  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 Vi = 500V e grado di protezione IP20 in quadri elettrici;
- utilizzo di componenti isolati Vi = 500V e grado di protezione IP40.

### 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.

#### **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.

## 2.5 QUALITA' 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 FTV

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 della SE di TERNA denominata Larino.

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 i quadri di campo, 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 dei quadri di campo previsti nell'impianto;
- ad ogni inverter faranno capo diversi quadri di stringa.

La disposizione dei moduli fotovoltaici sarà realizzata come dagli elaborati grafici allegati alla presente relazione, 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'1%, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

Sulla base dei sopralluoghi effettuati e dell'analisi dello stato di fatto dei terreni, è stato effettuato uno studio riguardo l'ottimizzazione dell'energia captabile dal campo fotovoltaico, e si è optato per i moduli

fotovoltaici del tipo indicato nei grafici allegati.

L'inclinazione dei moduli rispetto al piano orizzontale è variabile in quanto sarà utilizzato il sistema tracking, tale da permettere di ottenere dei valori di irraggiamento vicini a quelli ottimali per tutto l'anno.

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.

Tenuto conto di questi fattori, si è optato per l'adozione di un campo fotovoltaico costituito, come già detto, da campi e sottocampi formati da stringhe composte da moduli come da schema elettrico unifilare allegato; le caratteristiche dei singoli campi e sotto-campi sono quelle riportate nelle tabelle sottostanti (tabella 1).

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 600 V.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato è in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico viene convogliata agli inverter ubicati nelle POWER\_STATION dove viene successivamente trasformata dal trasformatore BT/MT (600V / 30 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale variabile tra 2500 kVA, 4000 kVA e 5500kVA.

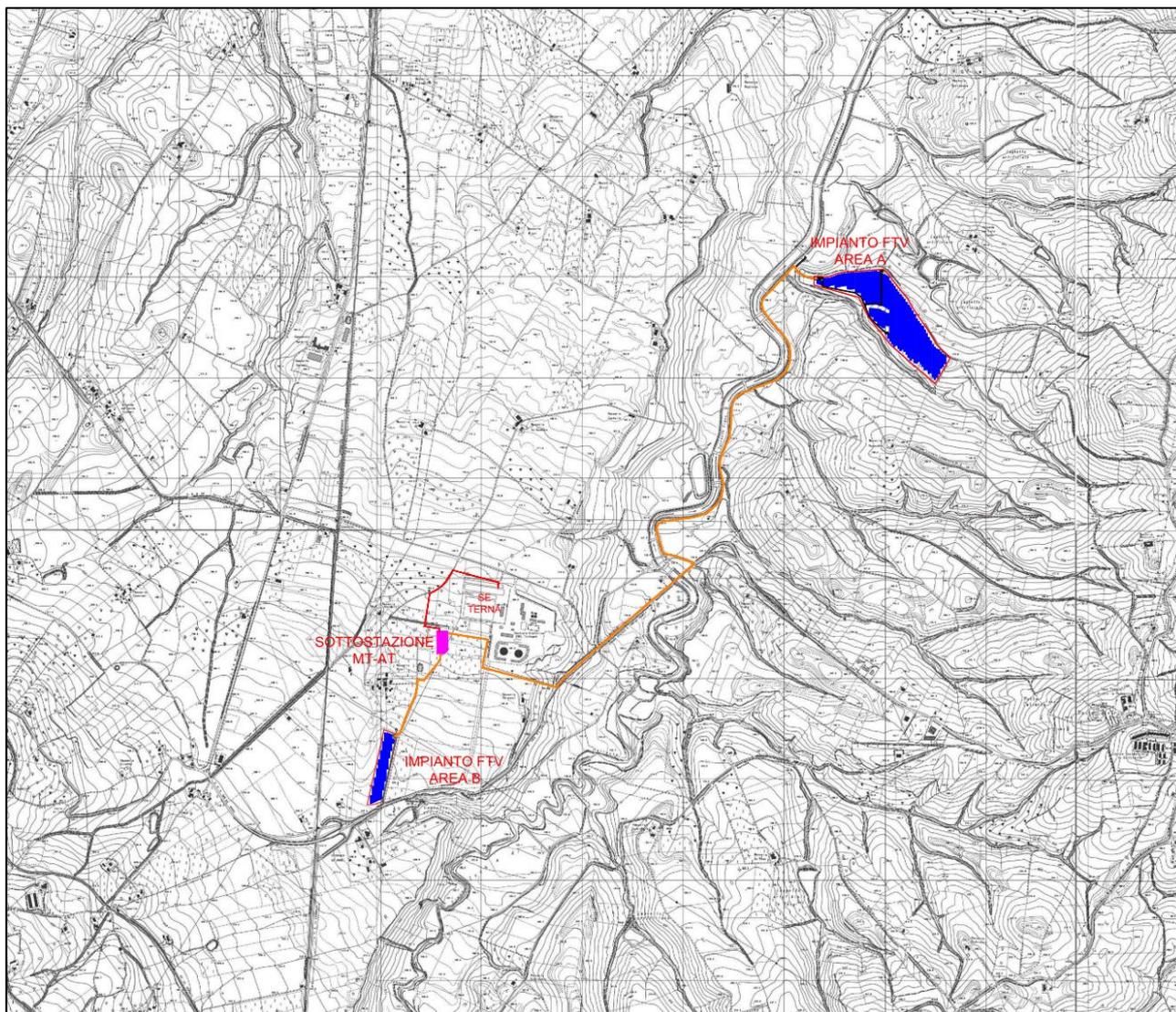
Nella POWER-STATION è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente)

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

Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e dei convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi successivi.

L'impianto è formato da n.3 campi (2 nell'AREA A posta più a NORD, nei comuni di URURI e San Martino in Pensilis, 1 a sud nel Comune di Larino), ognuno facente capo ad una POWER-STATION, di diversa

potenza, e 51 sottocampi tanti quanti sono i quadri di parallelo stringhe previsti in progetto. Si riporta di seguito il layout dell'impianto e una tabella riepilogativa dei campi e dei sottocampi che lo compongono.



ZONA	STRING COMB	STRINGHE	PV Modules		DC POWER
			per Stringa	per string comb	kW
A	1	12	30	360	246,60
A	2	12	30	360	246,60
A	3	12	30	360	246,60
A	4	12	30	360	246,60
A	5	12	30	360	246,60
A	6	12	30	360	246,60
A	7	12	30	360	246,60
A	8	12	30	360	246,60
A	9	12	30	360	246,60
A	10	12	30	360	246,60
A	11	12	30	360	246,60
A	12	12	30	360	246,60
A	13	12	30	360	246,60
A	14	12	30	360	246,60
A	15	12	30	360	246,60
A	16	12	30	360	246,60
A	17	12	30	360	246,60
A	18	12	30	360	246,60
A	19	12	30	360	246,60
A	20	12	30	360	246,60
A	21	12	30	360	246,60
A	22	12	30	360	246,60
A	23	12	30	360	246,60
A	24	12	30	360	246,60
A	25	11	30	330	226,05
A	26	11	30	330	226,05
A	27	11	30	330	226,05
A	28	11	30	330	226,05
A	29	11	30	330	226,05
A	30	11	30	330	226,05
A	31	11	30	330	226,05
A	32	11	30	330	226,05
A	33	11	30	330	226,05
A	34	11	30	330	226,05
A	35	11	30	330	226,05
A	36	11	30	330	226,05
A	37	11	30	330	226,05
A	38	11	30	330	226,05
A	39	11	30	330	226,05
A	40	11	30	330	226,05
A	41	11	30	330	226,05
A	42	11	30	330	226,05
A	43	11	30	330	226,05
	Total	497		14 910	10 213,35
		Strings		Modules	kWp

ZONA	STRING COMB	STRINGHE	PV Modules		DC POWER
			per Stringa	per string comb	kW
B	44	11	30	330	226,05
B	45	11	30	330	226,05
B	46	11	30	330	226,05
B	47	11	30	330	226,05
B	48	11	30	330	226,05
B	49	11	30	330	226,05
B	50	10	30	300	205,50
B	51	10	30	300	205,50
	Total	86		2 580	1 767,30
		Strings		Modules	kWp

### 3.1 DATI DI PROGETTO

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

Committente	"Verde 3 s.r.l."
Comuni	Larino – Ururi - San Martino in Pensilis
Località di installazione	Piane di Larino e Forconi
Provincia	Campobasso
Latitudine – ZONA A	40°52'29" Nord
Longitudine – ZONA A	15°57'14" Est
Altitudine – ZONA A	145 m s.l.m.
Latitudine – ZONA B	41°50'0.11" Nord
Longitudine – ZONA B	14°59'17.32" Est
Altitudine – ZONA B	200 m s.l.m.

#### Dati di progetto all'ubicazione della Sottostazione 30/150 KV

Comune	Larino
Località di installazione	Piane di Larino
Provincia	Campobasso
Latitudine	41°49'07.85" Nord
Longitudine	14°57'41.58" Est
Altitudine	Circa 200 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	150kV
Vincoli	Codice di Rete TERNA, norme CEI applicabili.

Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

<b>Caratteristiche dell'area di installazione</b>	Il terreno dove sarà installato l'impianto di generazione fotovoltaica ha una superficie complessiva di circa 19,35 ettari
<b>Superficie occupata dall'impianto fotovoltaico (m<sup>2</sup>)</b>	Totale superficie recintata: circa 155.600 m <sup>2</sup>

<b>Generatore FV:</b>	
Potenza nominale (kW <sub>p</sub> ) DC	11.980,65 kWp
Potenza nominale (kW <sub>p</sub> ) AC	12.880,00 kWp
Numero moduli	17.490
Campi	3
Sub-campi	51
Tipo moduli	JOLYWOOD HD132 - 12BB – 685W
Potenza unitaria modulo (Wp)	685
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino

<b>Orientamento moduli</b>	VARIABILE - Moduli montati su tracker monoassiali E-O
<b>Inclinazione moduli</b>	VARIABILE - Moduli montati su tracker monoassiali E-O
<b>Inverter</b>	
Numero inverter	4
Marca e modelli inverter	SUNNY CENTRAL NEI MODELLI SC2660UP E SC4000UP
Posizione degli inverter	Interno alle POWER-STATION
Posizione del quadro generale di bassa tensione (QGBT)	All'interno del vano quadri delle POWER-STATION

Producibilità annua

<b>Previsione dell'energia prodotta</b>	<b>21'213 MWh/anno</b>
---	------------------------

### 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:

Project summary					
<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>		<b>Project settings</b>	
Larino		Latitude	41.82 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	14.96 °E		
		Altitude	185 m		
		Time zone	UTC		
<b>Meteo data</b>					
Larino Mix					
Meteonorm, PVGIS, CMSAF - Synthetic					

System summary					
<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>		<b>User's needs</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Near Shadings</b>		Unlimited load (grid)	
Tracking plane, horizontal N-S axis		According to strings			
Axis azimuth	0 °	Electrical effect	100 %		
<b>System information</b>					
<b>PV Array</b>					
Nb. of modules	17490 units	<b>Inverters</b>		4 units	
Pnom total	11.98 MWp	Pnom total		12.00 MWac	
		Pnom ratio		0.998	

Results summary					
Produced Energy	21213 MWh/year	Specific production	1771 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.09 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Backtracking strategy</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of trackers</b>	37 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		<b>Single array</b>	
Axis azimuth	0 °	<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	10.00 m
		Collector width	4.79 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.9 %
		Left inactive band	0.02 m
		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		<b>Backtracking limit angle</b>	
		Phi limits	+/- 61.0 °
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	100 %
		<b>User's needs</b>	Unlimited load (grid)
<b>Bifacial system</b>			
Model	2D Calculation		
	unlimited trackers		
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing	10.00 m	Ground albedo	0.25
Tracker width	4.83 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	48.3 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.60 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Module transparency	0.0 %

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	SMA
Model	JW-HD132N-685(Full Frame 210)	Model	Sunny Central 2660 UP_1.3_prelim
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	2667 kWac
Number of PV modules	11220 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	7686 kWp	Total power	8001 kWac
<b>Array #1 - Area A Campo 1</b>			
Number of PV modules	8640 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	5918 kWp	Total power	5334 kWac
Modules	288 Strings x 30 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	880-1325 V
Pmpp	5456 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1060 V		
I mpp	5147 A		
<b>Array #3 - Area B Campo 3</b>			
Number of PV modules	2580 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1767 kWp	Total power	2667 kWac
Modules	86 Strings x 30 In series		

**PV Array Characteristics**

<b>Array #3 - Area B Campo 3</b>			
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	880-1325 V
Pmpp	1629 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.66
U mpp	1060 V		
I mpp	1537 A		
<b>Array #2 - Area A Campo 2</b>			
<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	SMA
Model	JW-HD132N-685(Full Frame 210)	Model	Sunny Central 4000 UP
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	4000 kWac
Number of PV modules	6270 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4295 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	209 Strings x 30 In series	Operating voltage	880-1325 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.07
Pmpp	3959 kWp		
U mpp	1060 V		
I mpp	3735 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	11981 kWp	Total power	12001 kWac
Total	17490 modules	Nb. of inverters	4 units
Module area	54330 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.00
Cell area	50906 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>Serie Diode Loss</b>				
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Voltage drop	0.7 V			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	0.1 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.3 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
<b>Strings Mismatch loss</b>								
Loss Fraction	0.1 %							
<b>IAM loss factor</b>								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.990	0.990	0.970	0.960	0.930	0.850	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 1.7 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Area A Campo 1**

Global array res. 3.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - Area B Campo 3**

Global array res. 11 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Area A Campo 2**

Global array res. 4.6 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**AC wiring losses**
**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 600 Vac tri  
 Loss Fraction 1.24 % at STC

**Inverter: Sunny Central 2660 UP\_1.3\_prelim**

Wire section (2 Inv.) Copper 2 x 3 x 2000 mm<sup>2</sup>  
 Average wires length 13 m

**Inverter: Sunny Central 2660 UP\_1.3\_prelim**

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 1200 mm<sup>2</sup>  
 Wires length 317 m

**MV line up to Injection**

MV Voltage 30 kV  
 Wires Copper 3 x 300 mm<sup>2</sup>  
 Length 3829 m  
 Loss Fraction 0.31 % at STC

**Inverter: Sunny Central 4000 UP**

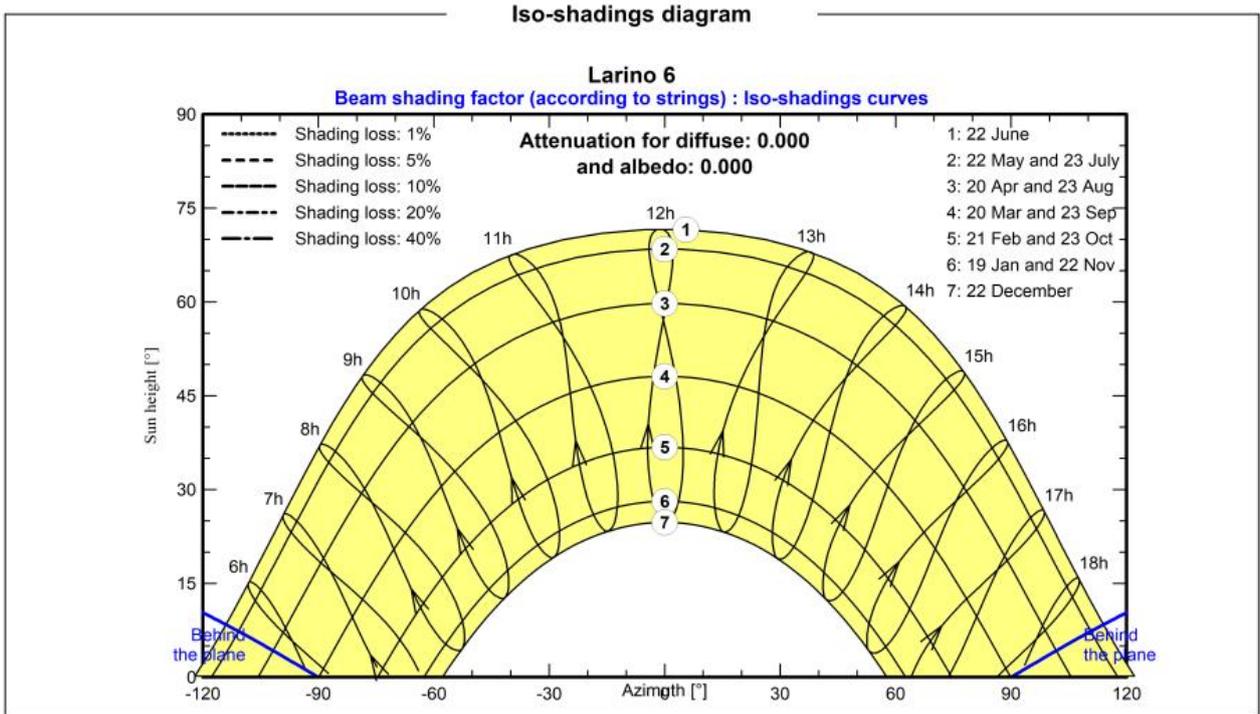
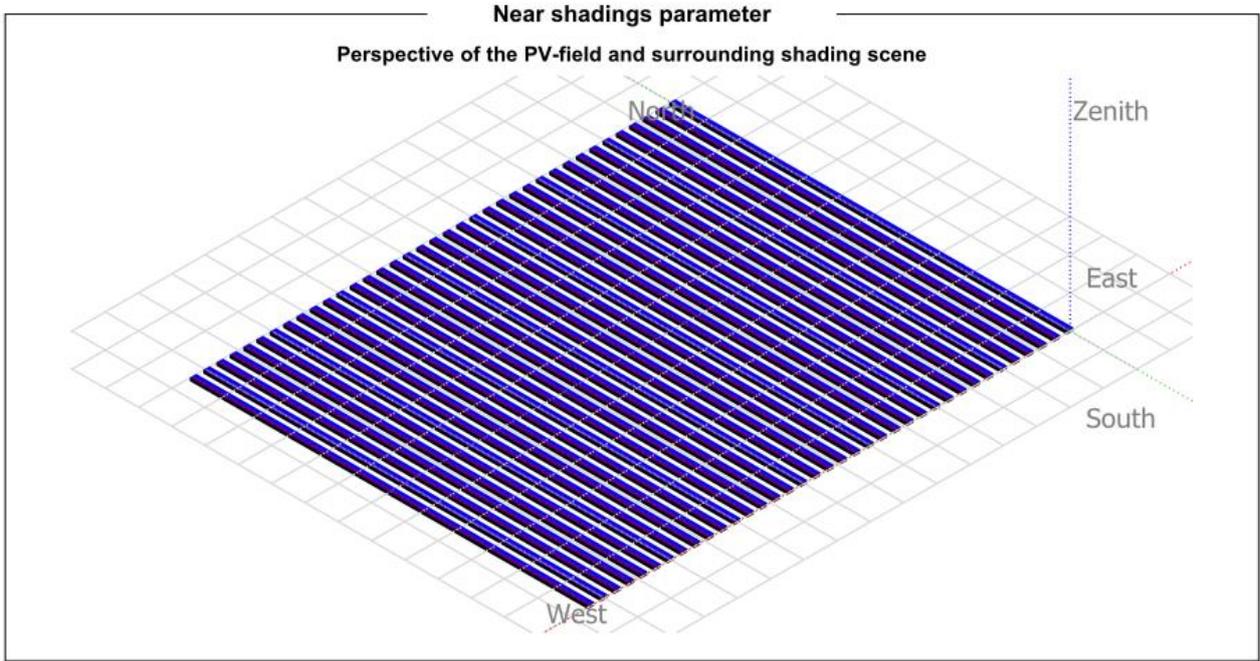
Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 3000 mm<sup>2</sup>  
 Wires length 317 m

**AC losses in transformers**
**MV transfo**

Grid voltage 30 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC 11737 kVA  
 Iron loss (24/24 Connexion) 11.74 kW  
 Loss Fraction 0.10 % at STC  
 Coils equivalent resistance 3 x 0.31 mΩ  
 Loss Fraction 1.00 % at STC



**Main results**

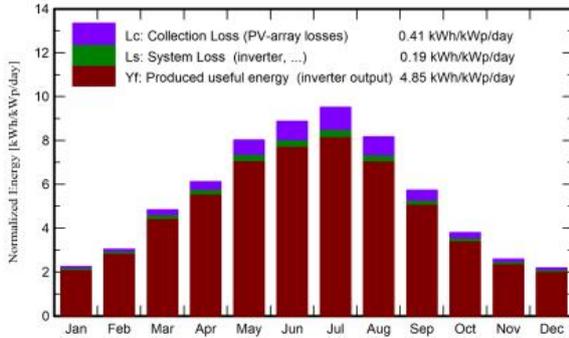
**System Production**

Produced Energy 21213 MWh/year

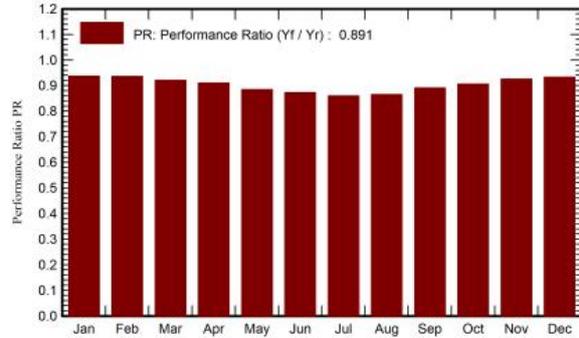
Specific production  
Performance Ratio PR

1771 kWh/kWp/year  
89.09 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**

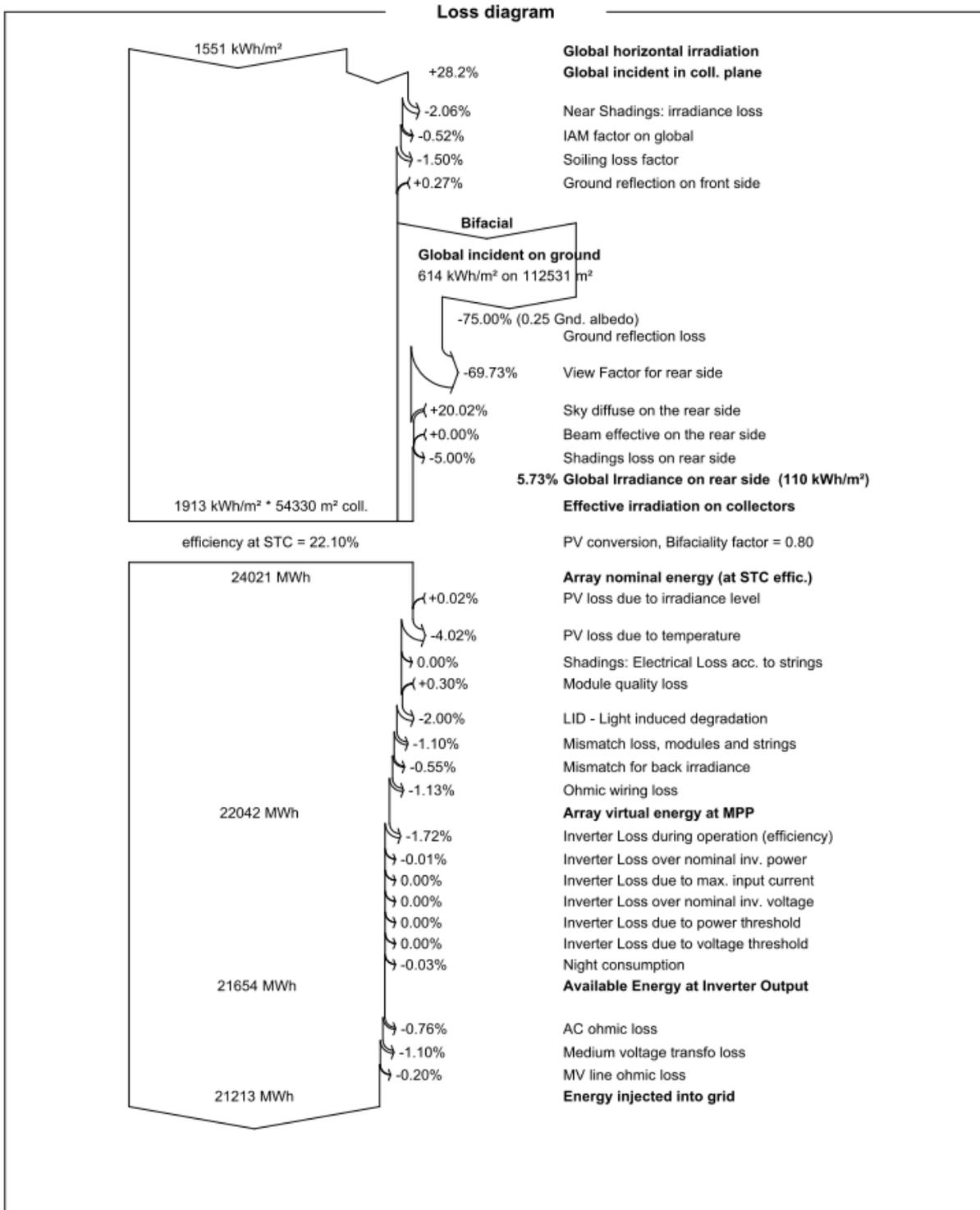


**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.9	27.50	7.80	69.9	66.4	816	785	0.937
February	67.9	33.40	8.57	85.3	81.2	993	957	0.936
March	118.9	52.50	10.50	150.1	143.9	1720	1655	0.921
April	147.1	66.60	14.03	183.5	176.6	2078	2000	0.910
May	196.1	76.40	18.77	248.7	239.9	2739	2633	0.884
June	207.7	75.80	22.90	266.3	257.3	2893	2783	0.873
July	225.1	65.10	26.10	295.1	285.8	3159	3039	0.860
August	195.2	63.20	25.50	253.4	245.2	2730	2627	0.865
September	134.2	55.00	21.13	171.9	165.3	1903	1834	0.890
October	91.3	41.70	16.63	117.7	112.5	1325	1277	0.906
November	60.6	28.40	11.73	77.7	73.9	895	861	0.926
December	51.9	23.90	8.80	68.0	64.6	790	760	0.933
<b>Year</b>	<b>1550.9</b>	<b>609.50</b>	<b>16.08</b>	<b>1987.5</b>	<b>1912.7</b>	<b>22040</b>	<b>21213</b>	<b>0.891</b>

**Legends**

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T\_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E\_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



ottenendo un valore dell'energia elettrica annuale potenzialmente producibile in corrente continua pari a: **21,213 MWh/anno**

**3.3 GENERATORE FOTOVOLTAICO**

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli JOLYWOOD HD132 - 12BB – 685W con le seguenti caratteristiche:

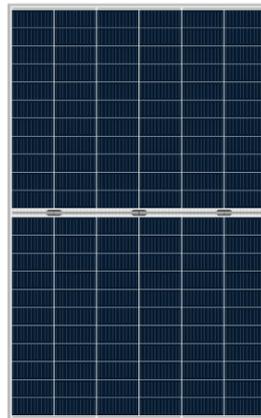


**NTOPCon Cell Technology**

**JW-HD132N**

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

**670-695W**



**695W**

Maximum Power Output

**22.37%**

Maximum Module Efficiency

**0~+5W**

Power Output Guarantee



**Additional Power Generation Gain**

At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module



**Better Weak Illumination Response**

Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



**ZERO LID (Light Induced Degradation)**

N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



**Better Temperature Coefficient**

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



**Lower LCOE**

High power and 1500V system voltage, saving BOS cost



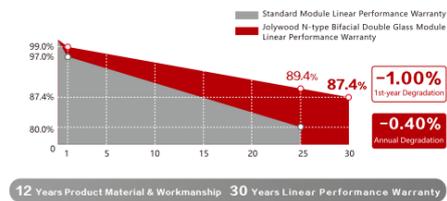
**Wider Applicability**

BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

**Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time**

- Leader of n-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests
- 100% EL inspection ensuring defect-free modules

**Linear Performance Warranty**



**Additional Insurance Backed by Munich Re**



Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. , a subsidiary under Jolywood Group (stock code: SZ300393), is the world leading n-type bifacial solar cells and modules manufacture. The technology of company NTOPCon, NIBC, TBC, etc, and the annual n-type bifacial production capacity reaches 2.1GW cells and 3GW modules. With vision of "Cultivator of Green Energy", Jolywood adheres to the road of advanced and high efficiency solar technology industrialization.

Committente:



# RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

## JW-HD132N Series | N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM1.5  
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	507	511	514	518	522	526
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9
MPP Current (Imp) (A)	14.08	14.11	14.14	14.17	14.21	14.25
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.0	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.93	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13

\*NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0 ~ +5W
Bifaciality*	80%

\*Bifaciality = Pmaxrear (STC) / Pmaxfront (STC) . Bifaciality tolerance: ±5%

Temperature Coefficient	
Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

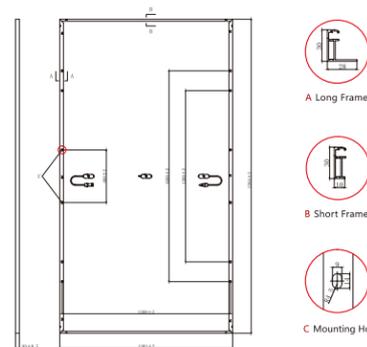
\*Temperature Coefficient of Pmax: ±0.03%/°C

Mechanical Properties	
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	38kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm <sup>2</sup> , 300mm
Connector	MC4 Compatible

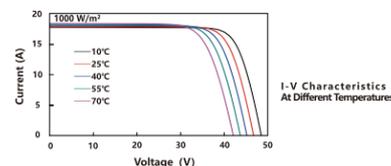
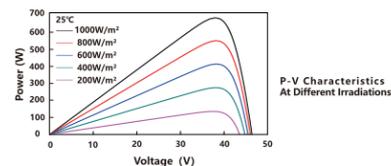
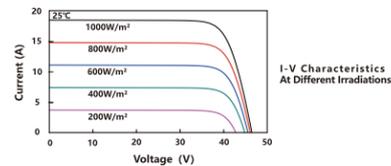
\*Heat strengthened glass  
\*Cable length can be customized

With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)					
Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

### Engineering Drawing (unit: mm)



### Characteristic Curves | HD132N-680



### Partner Section

NOTE:

\*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO., LTD.

Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone, Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500  
TEL: +86 523 80612799 mkt@jolywood.cn

Version 2020.12 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved

www.jolywood.cn



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 ininfluenza la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al fine di



CODICE:

G12902A -RT-04

Pagina 27 di 43

contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva. Le motivazioni sono quindi fortemente influenzate da due fattori fondamentali:

1. diversità circuitale dei cavi di collegamento;
2. limitazione della caduta di tensione, in condizioni d'esercizio, al valore inferiore dell'1 %.

### **3.4 CONVERTITORI CC/CA**

I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

Il sistema fotovoltaico si avvale di inverter centralizzati trifase **SMA SUNNY CENTRAL UP** nei modelli **SC2660UP E SC4000UP**, di cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C) <sup>12)</sup>	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C) <sup>12)</sup>	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C) <sup>12)</sup>	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○      ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features    ○ Optional    - not available    * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion  
 2) Efficiency measured without internal power supply  
 3) Efficiency measured with internal power supply  
 4) Self-consumption at rated operation  
 5) Self-consumption at < 75% P<sub>n</sub> at 25 °C  
 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P<sub>n</sub> at 25 °C  
 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.  
 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA  
 10) Depending on the DC voltage  
 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage  
 12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V<sub>DC</sub>

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA <sup>(2)</sup> / 3600 kVA	4200 kVA <sup>(3)</sup> / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW <sup>(2)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>(3)</sup> / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>(1)(8)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>(9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>(8) (10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>(2)</sup> / European efficiency <sup>(2)</sup> / CEC efficiency <sup>(2)</sup>	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>(4)</sup> / partial load <sup>(5)</sup> / average <sup>(6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>(7)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>(7)</sup>	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>(8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(11)</sup> / 3000 m <sup>(11)</sup>	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion  
 2) Efficiency measured without internal power supply  
 3) Efficiency measured with internal power supply  
 4) Self-consumption at rated operation  
 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C  
 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C  
 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.  
 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA  
 10) Depending on the DC voltage  
 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage  
 12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050  $V_{DC}$   
 13) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1000  $V_{DC}$   
 14) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1025  $V_{DC}$

### 3.5 POWER-STATION

Nelle POWER\_STATION è previsto l'alloggiamento delle seguenti apparecchiature:

- Inverter;
- il quadro di bassa tensione;
- il trasformatore;
- Celle MT.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico viene inizialmente convogliata nelle POWER-STATION attraverso i relativi quadri BT di campo equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo viene trasferita prima agli inverter e poi al trasformatore BT/MT (600V/30 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale da 2500 a 5500 kVA.

In ogni POWER-STATION è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente)

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

### 3.6 QUADRO DI BASSA TENSIONE

In ciascuna cabina saranno ubicati i quadri di bassa tensione. Il quadro elettrico avrà una struttura realizzata interamente in lamiera di acciaio zincato a caldo conformi alla norma CEI EN 60439-1. Le caratteristiche dei quadri di BT saranno definite in fase di progettazione esecutiva, considerando che dovranno rispettare le seguenti indicazioni, indicate nelle norme di riferimento per i quadri elettrici di bassa tensione sono la EN 61439-1 (CEI 17-113) " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Regole generali" e la EN 61439-2 (CEI 17-114), " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 2: Quadri di potenza ". A queste due norme occorrerà seguire una serie di fascicoli specifici per il tipo di impiego. La EN 61439-1 (CEI 17-113) si applica ai quadri di bassa tensione, indipendentemente dalla forma e dalla dimensione.

### 3.7 TRASFORMATORE BT/MT

Per l'innalzamento del livello di tensione e l'interfacciamento con la linea elettrica di media tensione, ogni singolo campo è dotato di un trasformatore BT/MT, situato all'interno del vano trasformatore della cabina di campo. Si riportano di seguito le principali caratteristiche:

Potenza nominale (kVA)	2500-4000-5500
Ucc (%)	6
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	600

### 3.8 QUADRI DI MEDIA TENSIONE

I quadri di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto sono di tipo modulare per interno con singolo sistema di sbarre collettrici montati in fabbrica, omologati, tripolari e con involucro metallico. Sono impiegati per la distribuzione di energia elettrica in reti di distribuzione secondaria, anche in condizioni ambientali estreme in accordo con le norme tecniche del settore.

### 3.9 CAVI ELETTRICI

Il singolo modulo fotovoltaico è corredato da due cavetti, uno per polarità (positivo e negativo del modulo) di lunghezza pari a 90 centimetri; il collegamento in serie dei moduli sarà garantito mediante l'utilizzo di cavi solari di sezione variabile. I cavi di stringa giungono ai quadri di campo e collegati agli ingressi dell'inverter.

Il dimensionamento dei cavi sul lato c.c. del sistema fotovoltaico in oggetto è stato impostato in modo da massimizzare il rendimento dell'impianto, ovverosia rendere minime le perdite d'energia nei cavi, imponendo che la massima caduta di tensione tra moduli fotovoltaici e ingresso inverter, con corrente pari a quella di funzionamento dei moduli alla massima potenza, sia inferiore al 2% (norma CEI 64-8).

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono state determinate in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella tabella 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024 e CEI-UNEL 35026, applicando ai valori individuati, coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche sotto il profilo della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

### **3.10 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 autoestinguente 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.

### 3.11 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.

#### IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE

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

Il locale trasformazione MT/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 sono forniti da Terna.

### 3.12 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

#### VERIFICHE INVERTER POWER-STATION CAMPO 1

<b>2 x SMA SC 2660 UP (Parte dell'impianto 1)</b>			
Picco di potenza:	5,92 MWp		
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	8640		
Numero di inverter FV:	2		
Potenza CC max (cos φ = 1):	2,70 MW		
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	2,66 MW		
Tensione di rete:	30,0 kV		
Rapporto potenza nominale:	91 %		
Fattore di dimensionamento:	111,2 %		
Fattore di sfasamento (cos φ):	1		
Ore a pieno carico:	2049,7 h		
			
<b>SMA SC 2660 UP</b>			
<b>Dati dimensionamento FV</b>			
<b>Ingresso A: ZONA A</b>			
4320 x Jolywood (Taizhou) Tecnologia Solar S.A. JW-HD132N 685W, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera			
	<b>Ingresso A:</b>		
Numero delle stringhe:	144		
Moduli fotovoltaici:	30		
Picco di potenza (ingresso):	2,96 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1103 V		
Tensione fotovoltaica min.:	1061 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1489 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 2531,5 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 2688,5 A		

#### VERIFICHE INVERTER POWER-STATION CAMPO 2

**1 x SMA SC 4000 UP (Parte dell'impianto 3)**

Picco di potenza:	4,29 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6270
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	95 %
Fattore di dimensionamento:	107,4 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1977,3 h


**SMA SC 4000 UP**
**Dati dimensionamento FV**
**Ingresso A: ZONA A**

6270 x Jolywood (Taizhou) Tecnologia Solar S.A. JW-HD132N 685W, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	209		
Moduli fotovoltaici:	30		
Picco di potenza (ingresso):	4,29 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1103 V		
Tensione fotovoltaica min.:	1061 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1489 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3674,2 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3902,0 A		

**VERIFICHE INVERTER POWER-STATION CAMPO 3**

**1 x SMA SC 2660 UP (Parte dell'impianto 4)**

Picco di potenza:	1,77 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	2580
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	2,70 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	2,66 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	153 %
Fattore di dimensionamento:	66,4 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1227,5 h


**SMA SC 2660 UP**
**Dati dimensionamento FV**
**Ingresso A: ZONA B**

2580 x Jolywood (Taizhou) Tecnologia Solar S.A. JW-HD132N 685W, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	86		
Moduli fotovoltaici:	30		
Picco di potenza (ingresso):	1,77 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1103 V		
Tensione fotovoltaica min.:	1061 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1489 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 1511,9 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 1605,6 A		

### 3.13 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.

<b>Limiti di esposizione</b>	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela degli effetti acuti
<b>Valori di attenzione</b>	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
<b>Obiettivi di qualità</b>	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 decresce 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:

$u_{cc}$  tensione percentuale di cortocircuito;

$S_r$  potenza nominale del trasformatore (in kVA);

$a$  distanza dal trasformatore.

### 3.14 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 quadri di campo;
- Posa in POWER-STATION;
- 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 quadri di campo;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli quadri di campo e inverter, 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.

### 3.15 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.

#### 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.

#### 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.

#### 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.

#### PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO

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

1 . 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;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3. 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;

4. 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  $\Omega$ , l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. 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;

6. 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;

7. Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni

- 1) temperatura ambiente:        compresa tra 20 e 45 °C
- 2) umidità relativa:            compresa tra 45 e 85%
- 3) 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 648/6;

8. 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;

9. Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo;

10. Verifica degli strumenti di misura:

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

### 3.16 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:

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

$P_{nom}$  = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

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

$I_{stc}$  =  $1000 \text{ W/m}^2$  (irraggiamento in condizioni di prova standard);

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

dove:

Committente:

Verde 3 s.r.l. 

**RELAZIONE TECNICA IMPIANTO  
FOTOVOLTAICO**

Progetto per la realizzazione di un  
impianto agrivoltaico di potenza  
nominale pari a 11.980,65 kWp nei  
Comuni di Ururi, Larino e S. Martino  
in Pensilis (CB)

$P_{ca}$  = 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.