



VRD 28.1 S.r.l.

P.ZZA MANIFATTURA N. 1 - ROVERETO (TN)

C.F. e P.IVA 02470990223

REA TN - 227090

Regione Emilia Romagna

Comune di Poviglio

Provincia di Reggio Emilia

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Titolo:

Impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica

"POVIGLIO A" e "POVIGLIO B"

rispettivamente di Potenza Elettrica pari a 6080,25 kWp e 6134,70 kWp

Via d'Este Snc - Poviglio (RE)

Oggetto:

RELAZIONE IMPIANTI ELETTRICI E SPECIALI

Num. Rif. Lista:

-

Codifica Elaborato:

RT.04

Studio di progettazione:



Via San Francesco n.71/b, 60035 Jesi (AN)
Tel: 0731 20 50 54 - Pec: soluxengineering@pec.it
P.IVA: 02851330429 | Num. REA: AN - 263477

WWW.SOLUXENGINEERING.IT



Latitudine: 44°52'33.14"N
Longitudine: 10°32'49.15"E

Progettista:

Ing. GABRIELE NISTRATI



Cod. File:



Scala:

-

Formato:

-

Codice:

PD

Rev.:

00

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	09/2021	Prima emissione	Ing. Marco Montalbini	Ing. Gabriele Nistrati	Ing. Gabriele Nistrati
1	-				
2	-				

INDICE

1. PREMESSA	2
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	2
3. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO	3
4. CONFIGURAZIONE ELETTRICA	4
4.1 VERIFICA DELLE CONDIZIONI ELETTRICHE	5
4.2 PROTEZIONI CONTRO LE SOVRACORRENTI	5
4.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	6
4.4 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	6
4.4.1 Sistema in corrente alternata (IT).....	6
4.4.2 Sistema in corrente continua (IT).....	6
4.5 MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA....	6
4.6 IMPIANTO DI MESSA A TERRA	7
5. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE	7
5.1 INSTALLAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	7
5.2 INSTALLAZIONE DEI CABINET INVERTER.....	7
5.3 CABINE PREFABBRICATE	8
5.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI E CAVIDOTTI	8
6. IMPIANTO ANTINTRUSIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA	9
7. VERIFICHE E COLLAUDI FINALI	9
7.1 Requisiti tecnici minimi dell’impianto	9
8. MANUTENZIONE	11
ALLEGATI	11

1. PREMESSA

Il presente documento, completo degli elaborati grafici allegati, ha lo scopo di illustrare le opere elettriche necessarie alla realizzazione di due impianti fotovoltaici denominati "POVIGLIO A" della potenza nominale di 6.080,25 kW e "POVIGLIO B" della potenza nominale di 6.134,70 kW che la Società Proponente VRD 28.1 S.r.l., con sede in Via Luigi Galvani n.24 20124 del Comune di Milano (MI), intende realizzare presso il Comune di Poviglio (RE).

Comune:	POVIGLIO
Provincia:	REGGIO EMILIA
Latitudine:	44°52'33.14"N
Longitudine:	10°32'49.15"E
Altitudine:	22 m
Fonte dati climatici:	UNI 10349

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

- **D.Lgs 9 aprile 2008, n.81** – *“Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro”*
- **Guida CEI 82-25** – *“Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione”*
- **Norma CEI 0-16** – *“Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”*;
- **Norma CEI 64-8** - *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”*;
- **CEI 82-74** – *“Metodi di calcolo delle azioni del vento e criteri di dimensionamento di strutture di supporto di moduli fotovoltaici o di collettori solari”*.
- **CEI EN 61215**: *Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo*;
- **CEI EN 60904-2**: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*

3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

I lavori in progetto riguardano la realizzazione di due impianti fotovoltaici a terra denominati “POVIGLIO A” della potenza nominale di 6.080,25 kW e “POVIGLIO B” della potenza nominale di 6.134,70 kW dotati di sistema ad inseguimento mono-assiale.

Configurazione impianto denominato “POVIGLIO A”

La configurazione della sezione c.c. dell'impianto denominato “POVIGLIO A” comprenderà complessivamente n.15 quadri di campo a 24 ingressi per il parallelo delle stringhe secondo l'architettura elettrica riportata in *Tabella 1*.

IMPIANTO FV	Cabinet Inverter	N. quadri di campo	N. stringhe	N. moduli	Potenza
POVIGLIO “A”	1.A	6	121	3.630	2.196,15 kW
	2.A	9	214	6.420	3.884,10 kW
TOTALE		15	335	10.050	6.080,25 kW

Tabella 1 - Configurazione elettrica impianto “POVIGLIO A”

Il gruppo di conversione sarà composto da 2 cabinet inverter centralizzati tipo SMA SMC 2660-S2 o equivalenti.

Ogni cabinato presenterà in un unico sistema il gruppo di conversione DC/AC, il trasformatore BT/MT e gli scomparti MT, nonché lo spazio necessario ad ospitare il quadro in c.a. per l'alimentazione dei motori elettrici del sistema ad inseguimento.

I trasformatori integrati nei gruppi di conversione saranno del tipo ad isolamento in olio con potenza nominale di 2394 kVA, raffreddamento a ventilazione naturale (ONAN) e perdite ridotte.

I gruppi di collegamento dei trasformatori saranno Dy11.

A valle dei cabinet, lato rete, sarà realizzata una cabina utente dove saranno installati gli scomparti MT di arrivo linee, il dispositivo di interfaccia, il dispositivo generale, ed il contatore di energia immessa in rete. I quadri di media tensione saranno installati nel locale MT e risulteranno composti da un'unità di risalita sbarre, una unità di protezione e sezionamento a servizio di ogni cabinet presente e un'unità interruttore generale.

L'impianto sarà connesso alla rete MT con la realizzazione di una nuova cabina di consegna denominata “FV D'ESTE 1”.

La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà effettuata mediante gli apparecchi di misura installati dal Distributore sul punto di connessione alla rete elettrica.

Configurazione impianto denominato “POVIGLIO B”

La configurazione della sezione c.c. dell’impianto denominato “POVIGLIO B” comprenderà complessivamente n.16 quadri di campo a 24 ingressi per il parallelo delle stringhe secondo l’architettura elettrica riportata in *Tabella 1*.

IMPIANTO FV	Cabinet Inverter	N. quadri di campo	N. stringhe	N. moduli	Potenza
POVIGLIO “B”	1.B	8	169	5070	3.067,35 kW
	2.B	8	169	5070	3.067,35 kW
TOTALE		16	338	10.140	6.134,70 kW

Tabella 2 - Configurazione elettrica impianto “POVIGLIO B”

Il gruppo di conversione sarà composto da 2 cabinet inverter centralizzati tipo SMA SMC 2660-S2 o equivalenti.

Ogni cabinato presenterà in un unico sistema il gruppo di conversione DC/AC, il trasformatore BT/MT e gli scomparti MT, nonché lo spazio necessario ad ospitare il quadro in c.a. per l’alimentazione dei motori elettrici del sistema ad inseguimento.

I trasformatori integrati nei gruppi di conversione saranno del tipo ad isolamento in olio con potenza nominale di 2394 kVA, raffreddamento a ventilazione naturale (ONAN) e perdite ridotte.

I gruppi di collegamento dei trasformatori saranno Dy11.

A valle dei cabinet, lato rete, sarà realizzata una cabina utente dove saranno installati gli scomparti MT di arrivo linee, il dispositivo di interfaccia, il dispositivo generale, ed il contatore di energia immessa in rete. I quadri di media tensione saranno installati nel locale MT e risulteranno composti da un’unità di risalita sbarre, una unità di protezione e sezionamento a servizio di ogni cabinet presente e un’unità interruttore generale.

L’impianto sarà connesso alla rete MT con la realizzazione di una nuova cabina di consegna denominata “FV D’ESTE 2”.

La misura dell’energia prodotta dall’impianto sarà effettuata mediante gli apparecchi di misura installati dal Distributore sul punto di connessione alla rete elettrica.

4. CONFIGURAZIONE ELETTRICA

Le tavole allegate (TAV.E01 – TAV.E02) riportano gli schemi elettrici degli impianti fotovoltaici “POVIGLIO A” e “POVIGLIO B”. In esse sono evidenziate le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono ciascun impianto di produzione.

Per entrambi gli impianti la parte in continua sarà gestita come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, saranno provviste di protezione contro i ritorni di corrente inversa e dispositivi di protezione contro le sovratensioni.

Le caratteristiche funzionali dei dispositivi di conversione consentiranno di seguire il punto di massima potenza sulla curva caratteristica I-V (funzione MPPT) attraverso la costruzione dell’onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l’ampiezza delle armoniche entro valori stabiliti dalle norme.

Le strutture di sostegno metalliche dei moduli dotate di sistema ad inseguimento mono-assiale dovranno essere regolarmente collegate all’impianto di terra mediante conduttore giallo-verde.

4.1 VERIFICA DELLE CONDIZIONI ELETTRICHE

Ai fini della compatibilità generatore–inverter per entrambi gli impianti risultano verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{M \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$
- $V_{M \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

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 la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,25\%/^{\circ}\text{C}$ per valori di temperatura estremi pari a -20°C e $+65^{\circ}\text{C}$, V_M e V_{oc} assumono valori accettabili.

In tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici ed il tipo di inverter adottato.

4.2 PROTEZIONI CONTRO LE SOVRACORRENTI

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il cortocircuito sarà assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli che limita la corrente di cortocircuito a valori prossimi alla corrente nominale di stringa.

Nella sezione in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito sarà assicurata da idonea protezione magnetotermica installata all'interno degli inverter o del quadro BT presente internamente ai cabinet.

Per i vari circuiti verranno utilizzati interruttori automatici con sganciatori di sovracorrente, in modo da realizzare la protezione unica per sovraccarico e cortocircuito.

Per la protezione contro i sovraccarichi sono state verificate le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

- I_b : corrente di impiego che percorre il cavo
- I_n : corrente nominale del dispositivo di protezione
- I_z : portata massima del cavo a regime permanente in funzione del tipo di posa e della temperatura ambiente
- I_f : corrente convenzionale di funzionamento del dispositivo di protezione

Tali relazioni, indicate dalla norma CEI 64-8, sono riassumibili soltanto nella prima disequazione per gli interruttori automatici magnetotermici, aventi $I_f \leq 1,45 I_n$.

Per la protezione contro i cortocircuiti deve essere verificata la seguente condizione:

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

dove:

- $(I^2 \cdot t)$: integrale di Joule in $\text{A}^2 \cdot \text{s}$, che lascia passare il dispositivo di protezione
- S : sezione del conduttore da proteggere in mm^2
- K : coefficiente pari a 115 per i conduttori in rame isolati
- t : tempo di intervento del dispositivo di protezione che si assume $\leq 5 \text{ s}$

La condizione di cui sopra risulta automaticamente verificata, in quanto saranno utilizzati esclusivamente interruttori automatici che integrano in uno stesso dispositivo sia la protezione contro i sovraccarichi sia la protezione contro i cortocircuiti.

4.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i contatti diretti sarà assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti dotati di marchio di qualità IMQ;
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risulteranno ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

4.4 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

4.4.1 Sistema in corrente alternata (IT)

Ciascun impianto fotovoltaico appartenente al lotto farà capo ad una fornitura elettrica MT dedicata con proprio sistema di trasformazione MT/BT.

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II, i quali non rappresentano né masse, né masse estranee;
- monitoraggio attivo dell'isolamento verso terra mediante dispositivo installato all'interno dell'inverter.

4.4.2 Sistema in corrente continua (IT)

La presenza dei trasformatori MT/BT consente di classificare entrambi i sistemi elettrici in continua come IT.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata da:

- uso di apparecchiature (moduli fotovoltaici, quadri elettrici, cavi, connettori e quant'altro presente nel lato in continua) in Classe II;
- monitoraggio attivo dell'isolamento verso terra mediante dispositivo installato all'interno dell'inverter.

4.5 MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

Saranno installati nella sezione in MT di ciascun impianto il dispositivo generale ed il dispositivo di interfaccia. Su tali dispositivi agiranno le protezioni stabilite dalla norma CEI 0-16 e le tarature saranno concordate con il Distributore di energia elettrica.

Per quanto riguarda i dispositivi generali saranno abilitate le soglie 51, 51N, 67N, mentre per le protezioni d'interfaccia saranno abilitate le soglie 27, 59, 59V0 ed 81.

I valori di taratura saranno concordati con il Gestore di Rete di energia elettrica.

4.6 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra a servizio del lotto di impianti sarà unico.

I conduttori di protezione dovranno avere una sezione non inferiore a quella indicata dalla norma CEI 64-8 dalla quale si deduce la seguente formula:

$$S_P \geq \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- S_P è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
- I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (misurata in A);
- t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- K è il fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dal materiale isolante del conduttore stesso e dalle temperature iniziali e finali (ad esempio per il rame con isolante in PVC K vale 143):

La Norma CEI 64-8 definisce un metodo semplificativo che permette di calcolare rapidamente la sezione del conduttore di protezione in funzione della sezione dei conduttori attivi, a condizione che sia utilizzato lo stesso tipo di materiale per entrambi i conduttori, protezione ed attivi (ad esempio rame).

Sezione dei conduttori attivi (mm^2)	Sezione minima del PE (mm^2)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

I conduttori di protezione dovranno avere una sezione in accordo a tale tabella in relazione alla sezione dei conduttori di fase del circuito a cui appartengono.

5. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE

5.1 INSTALLAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici saranno ancorati a delle strutture metalliche in acciaio zincato ad inseguimento mono-assiale con strutture di fondazione a palo.

Tali strutture saranno dimensionate in maniera tale da sopportare i carichi alle quali saranno sottoposte (vento, neve, ecc...).

5.2 INSTALLAZIONE DEI CABINET INVERTER

Gli inverter saranno parte di un cabinet che conterrà al proprio interno il trasformatore BT/MT e i quadri elettrici di protezione MT e BT.

Il tutto sarà certificato dal produttore come macchina elettrica ai sensi del DM 15/07/2014 e risulterà conforme alle norme CSC certificate, EN 50588-1, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076.

Tale sistema presenterà un involucro con un grado di protezione IP65 idoneo per installazioni all'aperto.

Per ogni specifica in merito alle modalità di installazione si dovrà fare riferimento al manuale di installazione della macchina.

Di seguito si riporta un'immagine esplicativa dell'installazione dei n.4 cabinet.



5.3 CABINE PREFABBRICATE

All'interno dell'area che ospiterà i due impianti fotovoltaici “POVIGLIO A” e “POVIGLIO B” saranno realizzate n.5 cabine prefabbricate:

- cabina UTENTE impianto “POVIGLIO A”;
- cabina UTENTE impianto “POVIGLIO B”;
- cabina consegna (locale ENEL + locale MISURA) impianto “POVIGLIO A” denominata dal gestore di rete “FV D'ESTE 1”;
- cabina consegna (locale ENEL + locale MISURA) impianto “POVIGLIO B” denominata dal gestore di rete “FV D'ESTE 2”;
- cabina servizi ausiliari.

Per i dettagli costruttivi relativi a ciascuna cabina si rimanda all'elaborato grafico TAV.A05.

5.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI E CAVIDOTTI

Tutte le linee elettriche principali e di distribuzione saranno realizzate con cavi non propaganti l'incendio a norme CEI 20.22, entro tubazioni isolanti e/o canalizzazioni installate a vista o interrate.

Per quanto riguarda la scelta e l'installazione dei cavi si dovrà tener presente quanto segue:

- per i circuiti in corrente continua saranno utilizzati cavi H1Z2Z2-K a tensione nominale 1500/1500 V c.c. e tensione massima 1800 V c.c.;
- per i circuiti a tensione nominale non superiore a 230/400 V saranno utilizzati cavi con tensione nominale non inferiore a 450/750 V;
- per i circuiti di segnalazione e di comando sarà ammesso l'impiego di cavi con tensione nominale non inferiore a 300/500 V;

Tutti i cavi previsti per posa interrata e/o all'esterno saranno del tipo FG16(O)R16 o H1Z2Z2-K.

Il dimensionamento dei cavi è stato eseguito in modo tale che la caduta massima di tensione misurata dal punto di consegna a qualsiasi punto dell'impianto, quando sia inserito il carico convenzionale, sia inferiore al 4% della tensione a vuoto per tutti i circuiti.

Le condutture dovranno essere realizzate in modo da ridurre al minimo la probabilità di innesco e di propagazione d'incendio nelle condizioni di posa, in conformità alla norma CEI 64-8 e dovranno

essere protette contro la possibilità di danneggiamenti meccanici fino ad un'altezza di 2,5 m dal pavimento.

Le condutture interrate installate in tubo tipo 250 dovranno avere una profondità minima di interrimento pari a 50 cm e inoltre dovranno avere una protezione meccanica addizionale (ad esempio tegolo); se invece saranno utilizzati tubi di tipo 450 o 750, oppure appositi condotti, cunicoli, o altri manufatti in cls, la profondità di interrimento potrà essere minore.

Le apparecchiature di protezione saranno contenute insieme alle altre apparecchiature elettriche di controllo e comando in appositi armadi, completi di profilati DIN per il fissaggio a scatto degli apparecchi, di eventuali piastre di fondo, di sportelli e di tutti gli accessori che completano il quadro nella versione da pavimento e/o da parete, realizzati conformemente alle norme CEI EN 61439.

Ogni circuito sarà singolarmente protetto dai sovraccarichi e cortocircuiti mediante idoneo interruttore magnetotermico conforme alle norme CEI 17-5, approvato dall'Istituto del Marchio di Qualità e autorizzato a portare il marchio IMQ, con potere di interruzione idoneo al punto di installazione.

Tutti gli apparecchi che verranno installati, saranno dotati di marcatura CE e marchio IMQ.

6. IMPIANTO ANTINTRUSIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA

Nell'area recintata che ospiterà gli impianti fotovoltaici sarà installato un sistema antintrusione come deterrente contro l'accesso di persone non autorizzate. Il sistema sarà composto da cavo per il controllo perimetrale lungo tutta la recinzione, sensori a doppia tecnologia in corrispondenza degli accessi e delle strutture tecnologiche sensibili come cabine elettriche, cabinet inverter, ecc.

I componenti saranno collegati ad una centrale installata dentro la cabina servizi ausiliari, a tale centrale sarà collegato anche il combinatore telefonico per l'invio dei messaggi e delle chiamate di allarme.

Inoltre, verrà installato un sistema di TVCC per la videosorveglianza delle aree interne dell'impianto. Tale sistema sarà composto da pali di sostegno per telecamere (altezza fuori terra 6 m), telecamere idonee per installazione all'aperto, posizionate in maniera tale da controllare gli accessi, le strade interne all'area, e le cabine elettriche.

Le telecamere saranno collegate ad un DVR installato all'interno della cabina servizi ausiliari e consentirà la visualizzazione ed il controllo di tutte le telecamere. Sarà inoltre possibile la visualizzazione delle telecamere sia in loco che da remoto.

7. VERIFICHE E COLLAUDI FINALI

A lavori ultimati l'installatore dell'impianto effettuerà le verifiche in conformità alla Guida CEI 82-25. In particolare, per la redazione del certificato di regolare esecuzione sarà necessario espletare le seguenti verifiche in cantiere:

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

7.1 Requisiti tecnici minimi dell'impianto

Una volta installato l'impianto, all'atto del collaudo, sarà eseguita la prova tecnico-funzionale

allo scopo di determinare le prestazioni dell'impianto, valutando l'indice di prestazione in potenza PRp e verificando che siano soddisfatti i seguenti vincoli:

$$PRp = \frac{Pca}{Pca_producibile_ (Gp, Pn, Tcel)} = \frac{Pca}{Rfv2 \cdot \frac{Gp}{G_{STC}} \cdot Pn} > \begin{cases} 0,78 & (se P_{inv} \leq 20 \text{ kW}) \\ 0,80 & (se P_{inv} > 20 \text{ kW}) \end{cases}$$

In cui:

- Pca è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza non superiore al 2%
- Rfv2 tiene conto della perdita di energia per effetto della temperatura della cella, Tcel, maggiore di 40 °C e può essere valutato con l'espressione seguente:

$$Rfv2 = \begin{cases} 1 & \left(se T_{cel} \leq 40 \text{ } ^\circ C \right) \\ 1 - (T_{cel} - 40) \cdot \frac{|\gamma|}{100} & \left(se T_{cel} > 40 \text{ } ^\circ C \right) \end{cases}$$

dove:

- Tcel è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico e può essere misurata mediante un sensore termo resistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo
- γ è il coefficiente di temperatura di potenza delle celle fotovoltaiche
- Gp è l'irraggiamento solare, misurato sul piano di moduli, espresso in W/m²
- GSTC è l'irraggiamento solare in STC (pari a 1000 W/m²)
- Pn è la potenza nominale (in kWp) del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dai fogli di dati rilasciati dal costruttore
- Pinv è la potenza nominale dell'inverter

Tale verifica dovrà essere effettuata nelle seguenti condizioni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico:

- irraggiamento sul piano dei moduli (Gp) superiore a 600 W/m²
- velocità del vento non rilevante, in riferimento al solarimetro utilizzato
- rete del distributore disponibile
- in servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame

Inoltre, la verifica dell'indice prestazionale PRp dovrà essere effettuata operando su tutto l'impianto, se tutte le sue sezioni hanno caratteristiche identiche, o su sezioni caratterizzate da:

- stessa inclinazione e orientazione dei moduli
- stessa classe di potenza dell'inverter (Pinv > 20 kW o Pinv ≤ 20 kW)
- stessa tipologia di modulo
- stessa tipologia di installazione dei moduli

Per garantire la protezione dai contatti indiretti e far funzionare correttamente il dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter, saranno collegate a terra le cornici dei pannelli fotovoltaici, che sono provvisti di apposite asole per la connessione. I cavi di messa a terra saranno disposti nelle canalizzazioni su cui vanno alloggiati anche i cavi attivi delle stringhe.

Tutti i componenti posti all'aperto (scatole di connessione, canaline, cavi, ecc.) saranno costituiti da materiali idonei a sopportare le gravose condizioni proprie dell'ambiente esterno, inoltre dovranno essere opportunamente protetti contro l'esposizione all'irraggiamento solare diretto e alla pioggia e/o neve.

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di controllo automatico della produzione (misura, scarico dei dati e loro memorizzazione in un database) e gestione della diagnostica (anche da remoto).

8. MANUTENZIONE

L'impianto fotovoltaico costituisce un impianto di produzione dell'energia elettrica e, come tutti gli impianti, deve essere sottoposto a manutenzione periodica da parte di ditte specializzate.

L'area recintata che ospiterà gli impianti fotovoltaici (pannelli, inverter, quadri elettrici, strutture di sostegno, ecc.) risulterà accessibile soltanto a personale autorizzato dotato di qualifica nel settore elettrico.

In mancanza di una adeguata manutenzione, il livello di sicurezza dell'impianto fotovoltaico può decadere nel tempo, a causa del naturale decadimento dei materiali isolanti esposti alle intemperie, con pericolo di folgorazione e di incendio.

Nel tempo può decadere anche la funzionalità dell'impianto e la conseguente produzione di energia elettrica (kWh/anno) da cui dipende la remunerazione del capitale investito e il successivo guadagno.

Sarà quindi stipulato un contratto di manutenzione periodica con una impresa installatrice abilitata per gli impianti elettrici ai sensi del DM 37/08, in modo da garantire mediante opportune verifiche e prove, l'effettivo stato dei impianti fotovoltaici e provvedere a ristabilire, con eventuali interventi mirati, il necessario livello di funzionalità e di sicurezza.

Ai fini degli interventi di manutenzione occorre far riferimento alla Norma CEI 11-27, alla Guida CEI 82-25 e a tutte le altre Norme CEI applicabili.

ALLEGATI

Risultano allegati alla presente relazione:

- Scheda tecnica modulo fotovoltaico;
- Scheda tecnica inverter;
- Report configurazione;
- Elaborati grafici:
 - TAV.E01 – Schema elettrico unifilare - Impianto FV “POVIGLIO A”;
 - TAV.E02 – Schema elettrico unifilare – Impianto FV “POVIGLIO B”;
 - TAV.E03 – Planimetria cavidotti

Jesi, li settembre 2021

Preliminary



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE20

PRODUCT RANGE: 585-605W

605W+

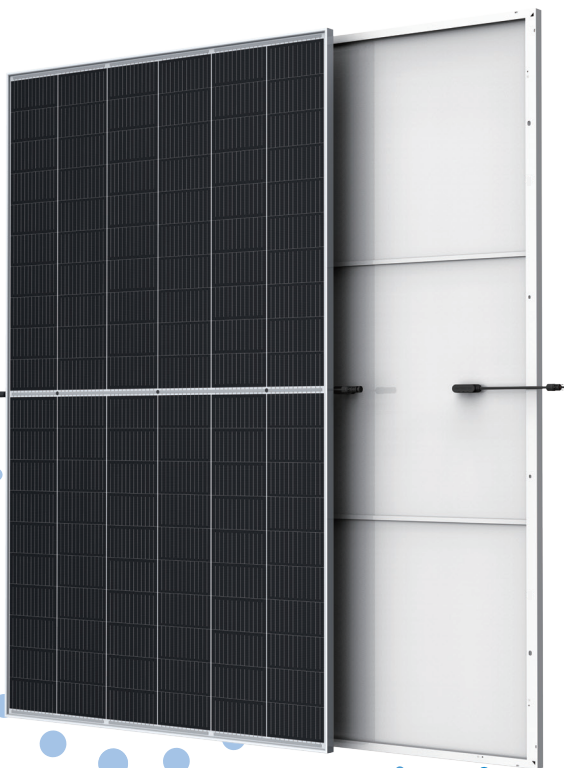
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 605W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

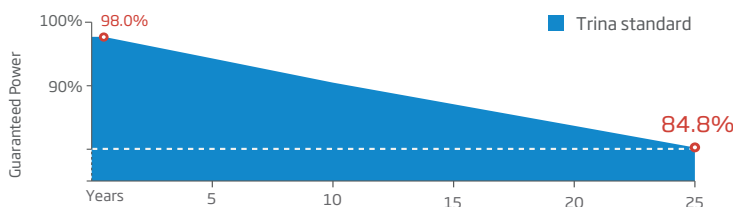
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



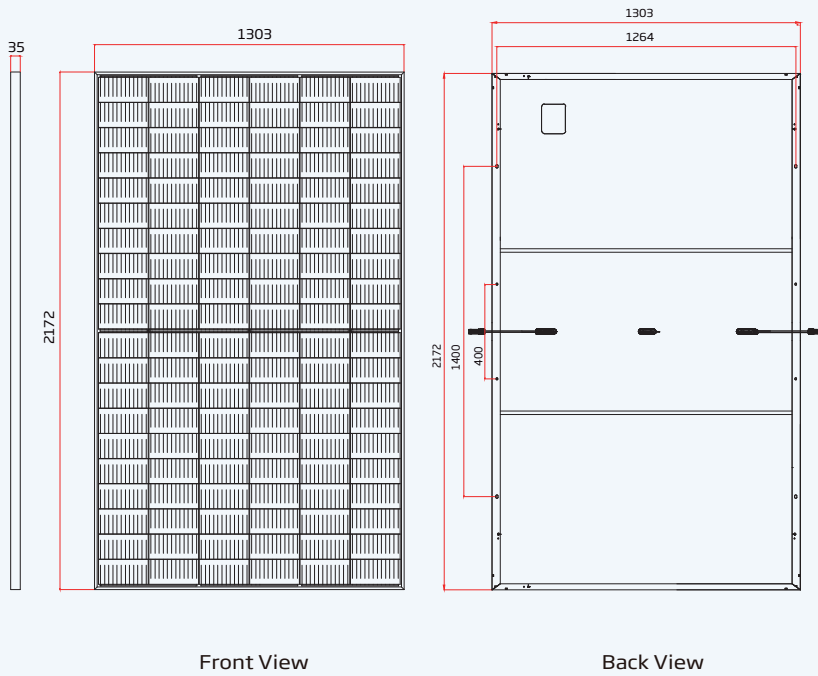
Comprehensive Products and System Certificates



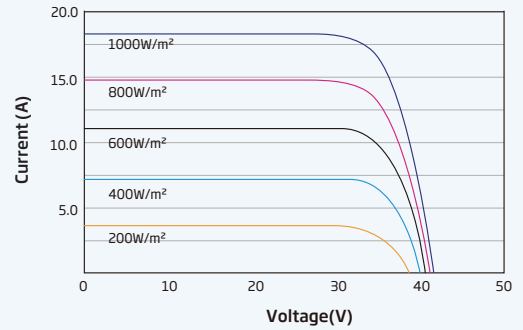
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



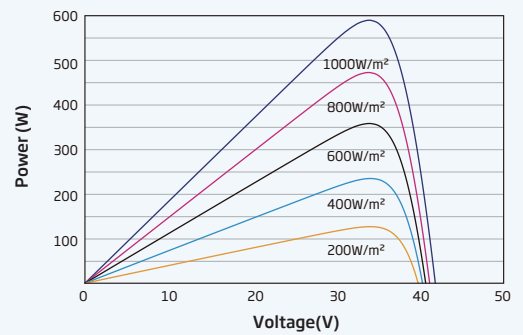
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(595 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(595W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency η _m (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×35 mm (85.51×51.30×1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 512 pieces

SC 2660 UP / SC 2800 UP / SC 2930 UP / SC 3060 UP



preliminary

Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

Easy to Use

- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3060 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

SUNNY CENTRAL UP

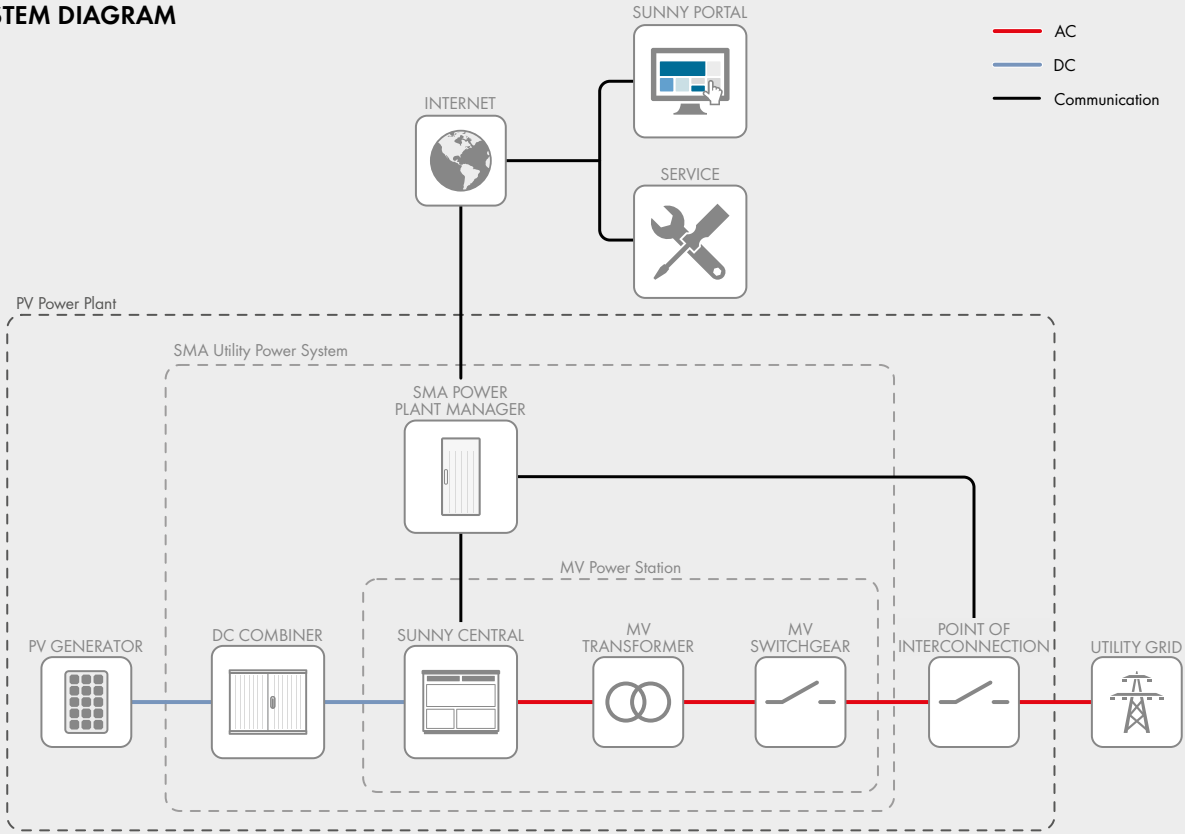
Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	6400 A	6400 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 ²	
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	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 25 °C / at 50 °C)	2660 kVA / 2260 kVA	2800 kVA / 2380 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 25 °C / at 50 °C)	2128 kW / 1808 kW	2240 kW / 1904 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 25 °C / at 50 °C)	2560 A / 2176 A	2566 A / 2181 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	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 > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
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	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	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 ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
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, 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_n at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C

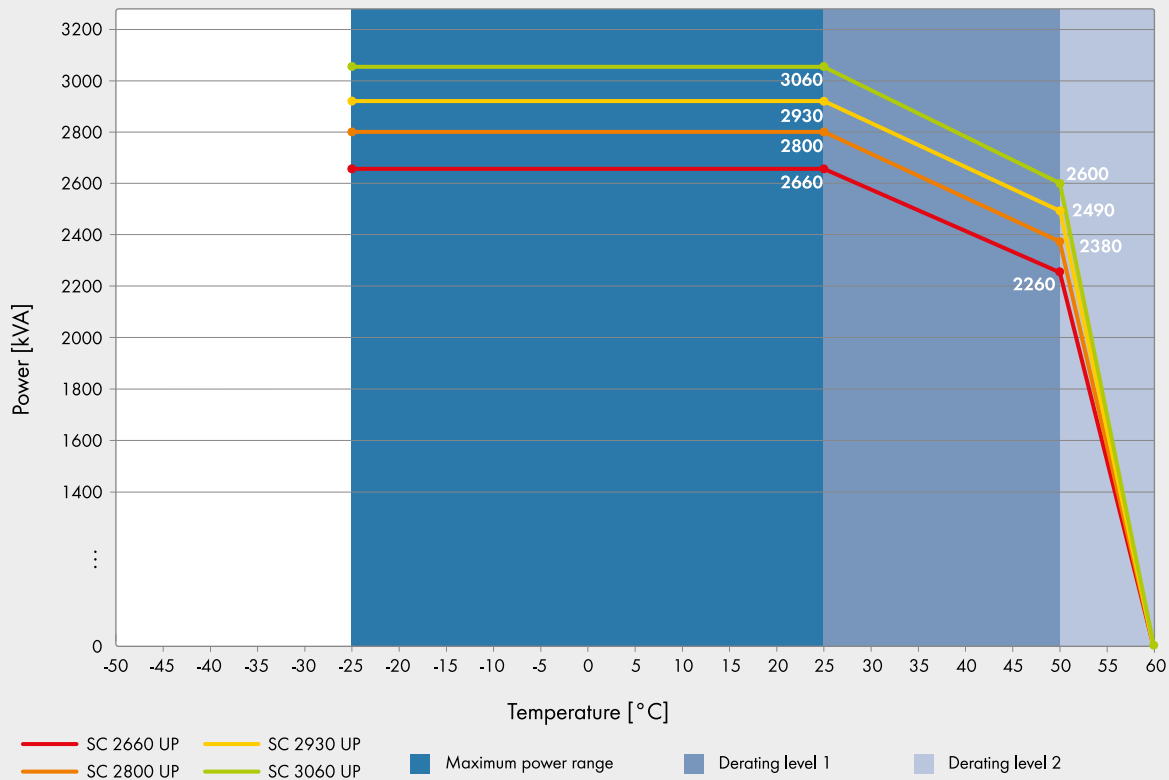
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage

Technical Data	Sunny Central 2930 UP	Sunny Central 3060 UP
DC side		
MPP voltage range V _{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1100 V	1003 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage V _{DC, min} / Start voltage V _{DC, Start}	934 V / 1112 V	976 V / 1153 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}	6400 A	6400 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 ²	
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	
AC side		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 25 °C / at 50 °C)	2930 kVA / 2490 kVA	3060 kVA / 2600 kVA
Nominal AC power at cos φ = 0.8 (at 25 °C / at 50 °C)	2344 kW / 1992 kW	2448 kW / 2080 kW
Nominal AC current I _{AC, nom} (at 25 °C / at 50 °C)	2563 A / 2179 A	2560 A / 2176 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
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	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	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 ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
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, 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 2930 UP	SC 3060 UP

SYSTEM DIAGRAM



TEMPERATURE BEHAVIOR (at 1000 m)



Dimensionamento dell'inverter

Progetto: VRD 28.1 - POVIGLIO

Numero del progetto: 121

Ubicazione: Italia / Bologna

Temperatura ambiente:

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

Progetto parziale TRACKER

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

Picco di potenza:	2,20 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	3630
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	2,70 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	2,66 MW
Tensione di rete:	15,0 kV
Rapporto potenza nominale:	123 %
Fattore di dimensionamento:	82,6 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1337,1 h



SMA SC 2660 UP

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: POVIGLIO 1.A

3630 x Trina Solar Energy VERTEX, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	121		
Moduli fotovoltaici:	30		
Picco di potenza (ingresso):	2,20 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 15,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 988 V		
Tensione fotovoltaica min.:	938 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1345 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 2116,3 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 2247,0 A		

Fattore di sfasamento minimo

Dimensionamento dell'inverter

Progetto: VRD 28.1 - POVIGLIO

Numero del progetto: 121

Ubicazione: Italia / Bologna

Temperatura ambiente:

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

Progetto parziale TRACKER

1 x SMA SC 2660 UP (Parte dell'impianto 2)

Picco di potenza:	3,17 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	5239
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	2,70 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	2,66 MW
Tensione di rete:	15,0 kV
Rapporto potenza nominale:	85 %
Fattore di dimensionamento:	119,2 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1917,8 h



SMA SC 2660 UP

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: POVIGLIO 1.B

5239 x Trina Solar Energy VERTEX, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	169		
Moduli fotovoltaici:	31		
Picco di potenza (ingresso):	3,17 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 15,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1021 V		
Tensione fotovoltaica min.:	969 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1390 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 2955,8 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3138,3 A		

Fattore di sfasamento minimo

Dimensionamento dell'inverter

Progetto: VRD 28.1 - POVIGLIO

Numero del progetto: 121

Ubicazione: Italia / Bologna

Temperatura ambiente:

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

Progetto parziale TRACKER

1 x SMA SC 2660 UP (Parte dell'impianto 3)

Picco di potenza:	3,07 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	5070
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	2,70 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	2,66 MW
Tensione di rete:	15,0 kV
Rapporto potenza nominale:	88 %
Fattore di dimensionamento:	115,3 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1862,9 h



SMA SC 2660 UP

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: POVIGLIO 2.A

5070 x Trina Solar Energy VERTEX, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	169		
Moduli fotovoltaici:	30		
Picco di potenza (ingresso):	3,07 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 15,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 988 V		
Tensione fotovoltaica min.:	938 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1345 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 2955,8 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3138,3 A		

Fattore di sfasamento minimo

Dimensionamento dell'inverter

Progetto: VRD 28.1 - POVIGLIO

Numero del progetto: 121

Ubicazione: Italia / Bologna

Temperatura ambiente:

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

Progetto parziale TRACKER

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

Picco di potenza:	3,07 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	5070
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	2,70 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	2,66 MW
Tensione di rete:	15,0 kV
Rapporto potenza nominale:	88 %
Fattore di dimensionamento:	115,3 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1862,9 h



SMA SC 2660 UP

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: POVIGLIO 2.B

5070 x Trina Solar Energy VERTEX, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	169		
Moduli fotovoltaici:	30		
Picco di potenza (ingresso):	3,07 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 15,0 kV):	880 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 988 V		
Tensione fotovoltaica min.:	938 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1345 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 2955,8 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3138,3 A		

Fattore di sfasamento minimo