



Chiron Energy  
SPV 07 S.r.l.  
Via Bigli, 2 - 20121 Milano  
P.IVA e C.F. 12032120961  
REA MI - 2636054

**CHIRON ENERGY SPV 07 S.r.l.**

VIA BIGLI N. 2 - MILANO  
C.F. e P.IVA 12032120961

Regione Veneto

Comune di Bagnoli di Sopra

Provincia di Padova

## VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Titolo:  
Lotto di impianti di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica  
**"BAGNOLI 1" - "BAGNOLI 2" - "BAGNOLI 3" - "BAGNOLI 4"**  
Via Goffredo Mameli snc

Oggetto:  
**RELAZIONE IMPIANTI ELETTRICI E SPECIALI**

Num. Rif. Lista:

-

Codifica Elaborato:

RT.04

Studio di progettazione:



**Solux** s.r.l.

Via San Francesco n.71/bis, 60035 Jesi (AN)  
Tel: 0731 20 50 54 - Email: info@soluxengineering.it  
C.F. e P.IVA 02851330429 | Num. REA: AN - 263477  
[WWW.SOLUXENGINEERING.IT](http://WWW.SOLUXENGINEERING.IT)

Progettista:



Incarico professionale ricevuto dalla Chiron Energy Asset Management S.r.l., società facente parte del Gruppo Chiron Energy.

Cod. File:

188S21\_PD\_RT.04\_00\_00

Scala:

-

Formato:

A4

Codice:

PD

Rev.:

00

Rev.	Data	Descrizione revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
0	02/2022	Prima emissione	Ing. Marco Montalbini	Ing. Gabriele Nitrati	Ing. Gabriele Nitrati
1	-				
2	-				

## INDICE

<b>1. PREMESSA</b> .....	2
<b>2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO</b> .....	2
<b>3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO</b> .....	3
<b>4. CONFIGURAZIONE ELETTRICA</b> .....	5
4.1 VERIFICA DELLE CONDIZIONI ELETTRICHE .....	6
4.2 PROTEZIONI CONTRO LE SOVRACORRENTI .....	6
4.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI .....	7
4.4 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI .....	7
4.4.1 Sistema in corrente alternata (IT) .....	7
4.4.2 Sistema in corrente continua (IT) .....	7
4.5 MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA .....	7
4.6 IMPIANTO DI MESSA A TERRA .....	8
<b>5. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE</b> .....	8
5.1 INSTALLAZIONE DEI MODULI FOTOVOLTAICI .....	8
5.2 INSTALLAZIONE DEI CABINET INVERTER .....	8
5.3 CABINE PREFABBRICATE .....	9
<b>6. IMPIANTO ANTINTRUSIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA</b> .....	9
<b>7. VERIFICHE E COLLAUDI FINALI</b> .....	10
7.1 Requisiti tecnici minimi dell'impianto .....	10
<b>8. MANUTENZIONE</b> .....	11
<b>ALLEGATI</b> .....	12

## 1. PREMESSA

Il presente documento, completo degli elaborati grafici allegati, ha lo scopo di illustrare le opere necessarie alla realizzazione di un lotto di impianti fotovoltaici che la Società CHIRON ENERGY SPV 07 S.r.l., con sede in Via Bigli n.2 del Comune di Milano (MI), intende realizzare presso il Comune di Bagnoli di Sopra in provincia di Padova.

L'impianto avrà una potenza nominale complessiva di 26.669,5 kW e sarà costituito da n.4 lotti:

- LOTTO 1: Impianto FV "BAGNOLI 1" di potenza nominale complessiva di 6.906,9 kW;
- LOTTO 2: Impianto FV "BAGNOLI 2" di potenza nominale complessiva di 6.592,3 kW;
- LOTTO 3: Impianto FV "BAGNOLI 3" di potenza nominale complessiva di 6.592,3 kW;
- LOTTO 4: Impianto FV "BAGNOLI 4" di potenza nominale complessiva di 6.578,0 kW;

## 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 un lotto di impianti fotovoltaici a terra della potenza complessiva di 26.669,5 kW come di seguito indicato:

- LOTTO 1: Impianto FV "BAGNOLI 1" di potenza nominale complessiva di 6.906,9 kW costituito da 12.558 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza 550 Wp (tipo Jinko Solar Tiger Pro 72HC o equivalente).
- LOTTO 2: Impianto FV "BAGNOLI 2" di potenza nominale complessiva di 6.592,3 kW costituito da 11.986 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza 550 Wp (tipo Jinko Solar Tiger Pro 72HC o equivalente).
- LOTTO 3: Impianto FV "BAGNOLI 3" di potenza nominale complessiva di 6.592,3 kW costituito da 11.986 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza 550 Wp (tipo Jinko Solar Tiger Pro 72HC o equivalente).
- LOTTO 4: Impianto FV "BAGNOLI 4" di potenza nominale complessiva di 6.578,0 kW costituito da 11.960 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di potenza 550 Wp (tipo Jinko Solar Tiger Pro 72HC o equivalente).

L'impianto sarà di tipo fisso, senza parti in movimento (tracker). I moduli fotovoltaici avranno un'esposizione pari a 8° sud-ovest (azimuth) e un'inclinazione rispetto al piano orizzontale di 25° (tilt).

#### Configurazione LOTTO 1 - impianto denominato "BAGNOLI 1"

La configurazione della sezione c.c. dell'impianto "BAGNOLI 1" comprenderà complessivamente n.22 quadri di campo a 24 ingressi per il parallelo delle stringhe secondo l'architettura elettrica riportata in *Tabella 1*.

Cabinet Inverter	N. quadri di campo	N. stringhe	N. moduli	Potenza
1.A	11	241	6.266	3.446,3 kW
1.B	11	242	6.292	3.460,6 kW
<b>TOTALE</b>	<b>22</b>	<b>483</b>	<b>12.558</b>	<b>6.906,9 kW</b>

*Tabella 1 - Configurazione elettrica impianto "BAGNOLI 1"*

Il gruppo di conversione sarà composto da 2 cabinet inverter centralizzati tipo SMA SC 3060 UP o equivalenti.

Ogni cabinato presenterà in un unico sistema il gruppo di conversione DC/AC, il trasformatore BT/MT e gli scomparti MT per la realizzazione di un sistema radiale.

I trasformatori integrati nei gruppi di conversione saranno del tipo ad isolamento in olio con potenza nominale da 2754 kVA, raffreddamento a ventilazione naturale (ONAN) e perdite ridotte.

I gruppi di collegamento dei trasformatori saranno Dy11 con centro stella isolato da terra.

A valle dei cabinet, lato rete, sarà realizzata una cabina MT 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 mediante la realizzazione di una nuova cabina di consegna. La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà effettuata mediante gli apparecchi di misura installati dal Distributore sul punto di connessione.

### Configurazione LOTTO 2 - impianto denominato "BAGNOLI 2"

La configurazione della sezione c.c. dell'impianto "BAGNOLI 2" comprenderà complessivamente n.20 quadri di campo a 24 ingressi per il parallelo delle stringhe secondo l'architettura elettrica riportata in *Tabella 2*.

Cabinet Inverter	N. quadri di campo	N. stringhe	N. moduli	Potenza
2.A	10	230	5.980	3.289,0 kW
2.B	10	231	6.006	3.303,3 kW
<b>TOTALE</b>	<b>20</b>	<b>461</b>	<b>11.986</b>	<b>6.592,3 kW</b>

*Tabella 2 - Configurazione elettrica impianto "BAGNOLI 2"*

Il gruppo di conversione sarà composto da 2 cabinet inverter centralizzati tipo SMA SC 3060 UP o equivalenti.

Ogni cabinato presenterà in un unico sistema il gruppo di conversione DC/AC, il trasformatore BT/MT e gli scomparti MT per la realizzazione di un sistema radiale.

I trasformatori integrati nei gruppi di conversione saranno del tipo ad isolamento in olio con potenza nominale da 2754 kVA, raffreddamento a ventilazione naturale (ONAN) e perdite ridotte.

I gruppi di collegamento dei trasformatori saranno Dy11 con centro stella isolato da terra.

A valle dei cabinet, lato rete, sarà realizzata una cabina MT 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 mediante la realizzazione di una nuova cabina di consegna. La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà effettuata mediante gli apparecchi di misura installati dal Distributore sul punto di connessione.

### Configurazione LOTTO 3 - impianto denominato "BAGNOLI 3"

La configurazione della sezione c.c. dell'impianto "BAGNOLI 3" comprenderà complessivamente n.20 quadri di campo a 24 ingressi per il parallelo delle stringhe secondo l'architettura elettrica riportata in *Tabella 3*.

Cabinet Inverter	N. quadri di campo	N. stringhe	N. moduli	Potenza
2.A	10	230	5.980	3.289,0 kW
2.B	10	231	6.006	3.303,3 kW
<b>TOTALE</b>	<b>20</b>	<b>461</b>	<b>11.986</b>	<b>6.592,3 kW</b>

*Tabella 3 - Configurazione elettrica impianto "BAGNOLI 3"*

Il gruppo di conversione sarà composto da 2 cabinet inverter centralizzati tipo SMA SC 3060 UP o equivalenti.

Ogni cabinato presenterà in un unico sistema il gruppo di conversione DC/AC, il trasformatore BT/MT e gli scomparti MT per la realizzazione di un sistema radiale.

I trasformatori integrati nei gruppi di conversione saranno del tipo ad isolamento in olio con potenza nominale da 2754 kVA, raffreddamento a ventilazione naturale (ONAN) e perdite ridotte.

I gruppi di collegamento dei trasformatori saranno Dy11 con centro stella isolato da terra.

A valle dei cabinet, lato rete, sarà realizzata una cabina MT 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 mediante la realizzazione di una nuova cabina di consegna. La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà effettuata mediante gli apparecchi di misura installati dal Distributore sul punto di connessione.

#### Configurazione LOTTO 4 - impianto denominato "BAGNOLI 4"

La configurazione della sezione c.c. dell'impianto "BAGNOLI 4" comprenderà complessivamente n.20 quadri di campo a 24 ingressi per il parallelo delle stringhe secondo l'architettura elettrica riportata in *Tabella 4*.

Cabinet Inverter	N. quadri di campo	N. stringhe	N. moduli	Potenza
4.A	10	230	5.980	3.289,0 kW
4.B	10	230	5.980	3.289,0 kW
<b>TOTALE</b>	<b>20</b>	<b>460</b>	<b>11.960</b>	<b>6.578,0 kW</b>

*Tabella 4 - Configurazione elettrica impianto "BAGNOLI 4"*

Il gruppo di conversione sarà composto da 2 cabinet inverter centralizzati tipo SMA SC 3060 UP o equivalenti.

Ogni cabinato presenterà in un unico sistema il gruppo di conversione DC/AC, il trasformatore BT/MT e gli scomparti MT per la realizzazione di un sistema radiale.

I trasformatori integrati nei gruppi di conversione saranno del tipo ad isolamento in olio con potenza nominale da 2754 kVA, raffreddamento a ventilazione naturale (ONAN) e perdite ridotte.

I gruppi di collegamento dei trasformatori saranno Dy11 con centro stella isolato da terra.

A valle dei cabinet, lato rete, sarà realizzata una cabina MT 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 mediante la realizzazione di una nuova cabina di consegna. La misura dell'energia prodotta dall'impianto sarà effettuata mediante gli apparecchi di misura installati dal Distributore sul punto di connessione.

## 4. CONFIGURAZIONE ELETTRICA

Le tavole allegate (TAV.E01 - TAV.E02 - TAV.E03 - TAV.E04) riportano gli schemi elettrici dell'impianto fotovoltaico suddiviso nei quattro lotti.

In esse sono evidenziate le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono il sistema.

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 dei moduli 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  $-0,28\%/^{\circ}\text{C}$  per valori di temperatura estremi pari a  $-20^{\circ}\text{C}$  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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \qquad I_f \leq 1,45 I_z$$

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  $A^2 \cdot s$ , che lascia passare il dispositivo di protezione
- $S$  : sezione del conduttore da proteggere in  $\text{mm}^2$
- $K$  : 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:

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

dove:

- $S_P$  è la sezione del conduttore di protezione ( $\text{mm}^2$ );
- $I$  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 ( $\text{mm}^2$ )	Sezione minima del PE ( $\text{mm}^2$ )
$S \leq 16$	$S$
$16 < S \leq 35$	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 fisse con strutture di fondazione bipalo.

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 cabinato 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.8 cabinet.



### 5.3 CABINE PREFABBRICATE

All'interno del campo fotovoltaico saranno realizzate n.6 cabine prefabbricate:

- Cabine MT Utente "BAGNOLI 1", "BAGNOLI 2", "BAGNOLI 3", "BAGNOLI 4"
- Cabina di Consegna "MAMELI FTV"
- Cabina di Consegna "SVEZIA FTV"

## 6. IMPIANTO ANTINTRUSIONE E DI VIDEOSORVEGLIANZA

Nell'area che ospita l'impianto fotovoltaico 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 MT utente, 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 5 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 MT utente 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:

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

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:

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

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
- $\gamma$  è il coefficiente di temperatura di potenza delle celle fotovoltaiche
- Gp è l'irraggiamento solare, misurato sul piano di moduli, espresso in W/m<sup>2</sup>
- GSTC è l'irraggiamento solare in STC (pari a 1000 W/m<sup>2</sup>)
- 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/m<sup>2</sup>
- 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 ( $P_{inv} > 20 \text{ kW}$  o  $P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$ )
- 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.

La zona dell'impianto fotovoltaico (pannelli, inverter, quadri elettrici, strutture di sostegno, ecc.) deve essere accessibile soltanto a persone qualificate 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 dell'impianto fotovoltaico 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 sezione BT/MT- Impianto FV "BAGNOLI 1";
  - TAV.E02 - Schema elettrico unifilare sezione BT/MT - Impianto FV "BAGNOLI 2";
  - TAV.E03 - Schema elettrico unifilare sezione BT/MT - Impianto FV "BAGNOLI 3";
  - TAV.E04 - Schema elettrico unifilare sezione BT/MT - Impianto FV "BAGNOLI 4";
  - TAV.E05 - Layout cavidotti.

*Jesi, li Febbraio 2022*

# Tiger Pro 72HC

## 530-550 Watt

### MONO-FACIAL MODULE

#### P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

## Key Features



#### Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



#### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



#### Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



#### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

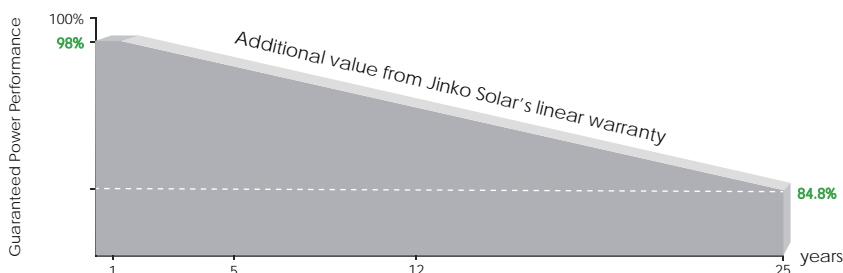


#### Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

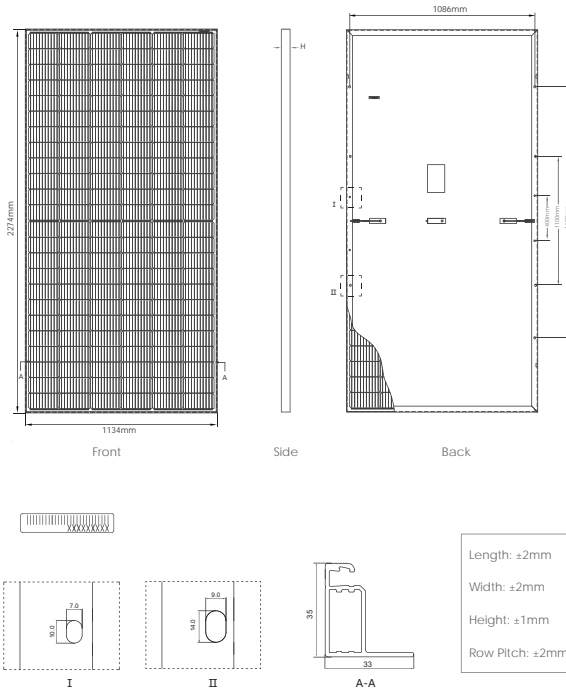


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

## Engineering Drawings

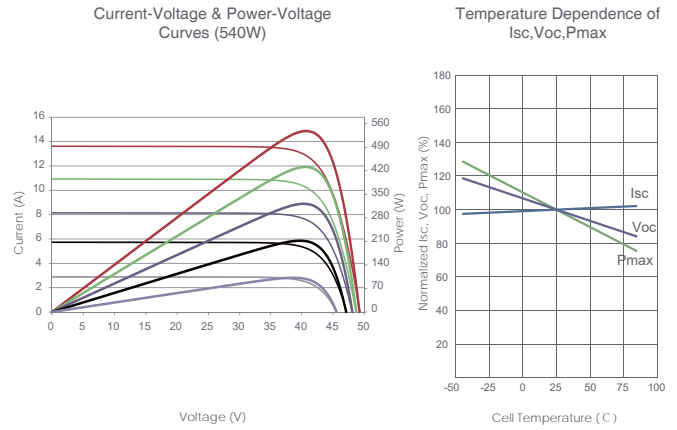


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.7 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM530M-72HL4		JKM535M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Maximum Power Current (Imp)	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0 ~ +3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s



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



## Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

## 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

- Improved DC connection area
- 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 3067 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

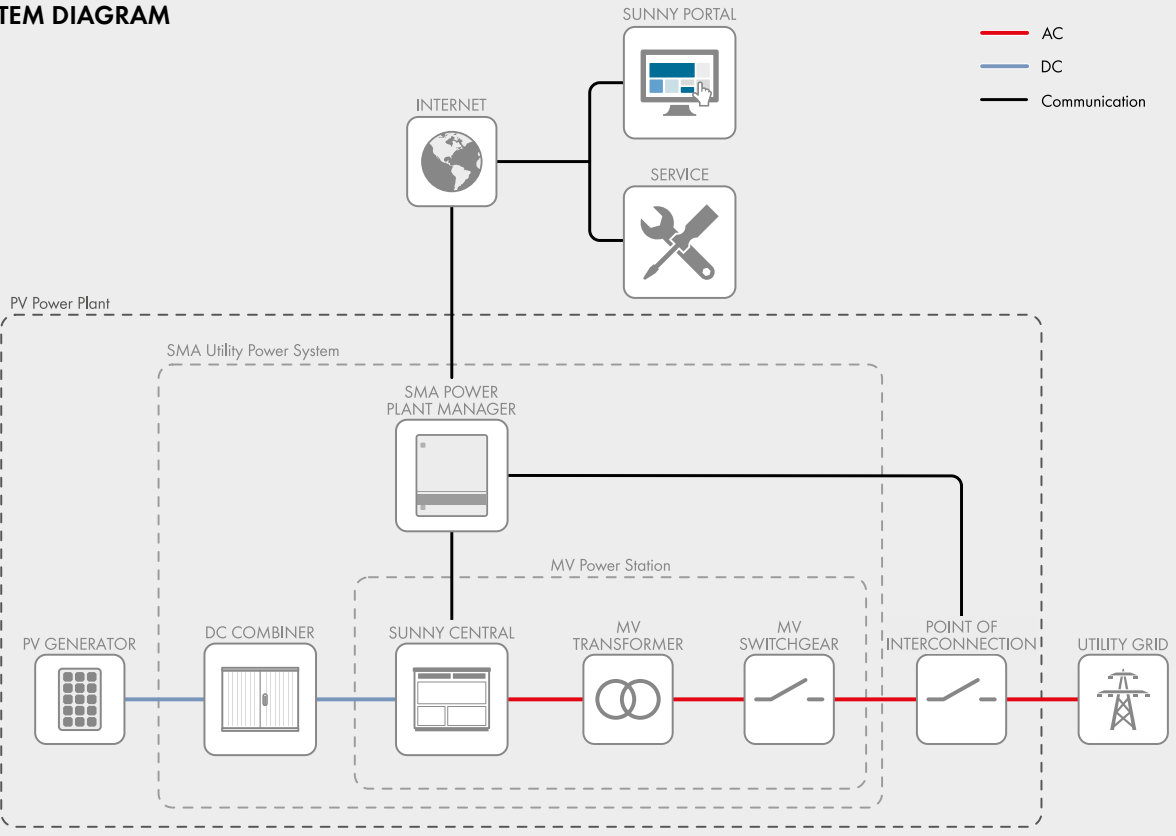
Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 35 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 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)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	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 > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
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, 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<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

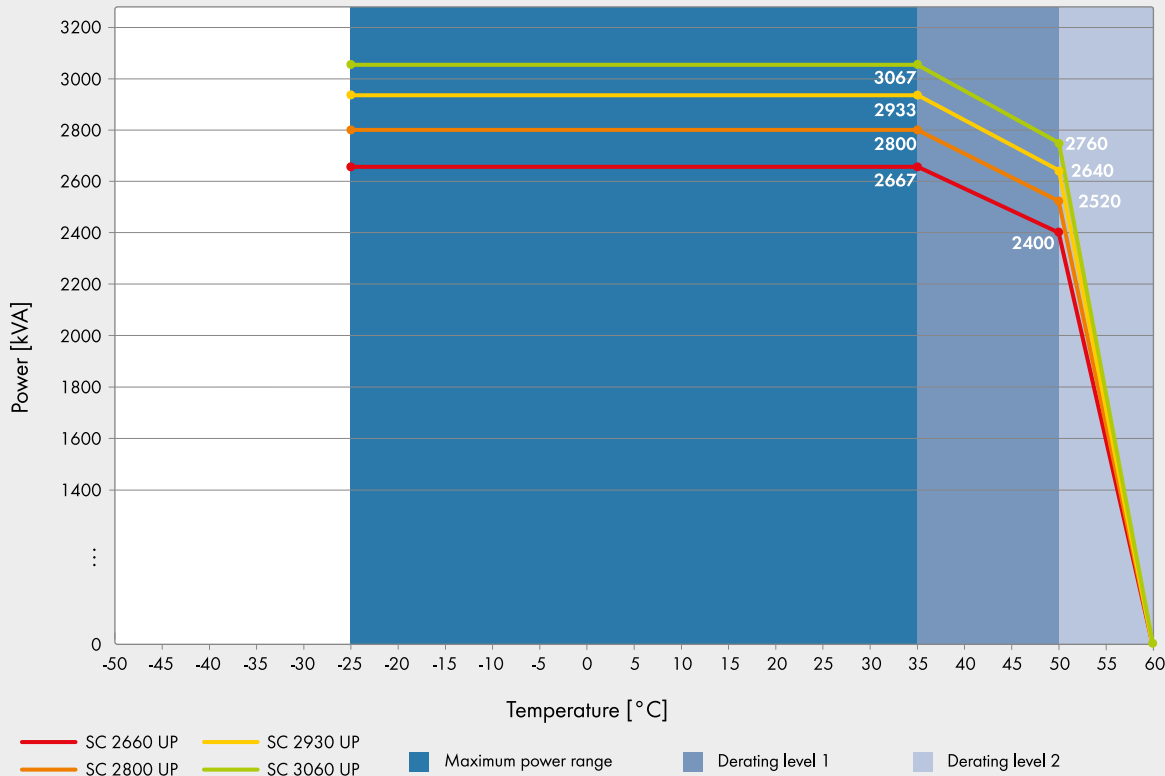
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of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

Technical Data	Sunny Central 2930 UP	Sunny Central 3060 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range V <sub>DC</sub> (at 35 °C / at 50 °C)	962 V to 1325 V / 1100 V	1003 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage V <sub>DC, min</sub> / Start voltage V <sub>DC, Start</sub>	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V <sub>DC, max</sub>	1500 V	1500 V
Max. DC current I <sub>DC, max</sub> / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current I <sub>DC, SC</sub>	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 φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2346 kW / 2112 kW	2454 kW / 2208 kW
Nominal AC current I <sub>AC, nom</sub> (at 35 °C / at 50 °C)	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>	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 <sup>9)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
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, 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: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 1 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 1)

Picco di potenza:	3,45 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6266
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi$ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi$ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	90 %
Fattore di dimensionamento:	112,6 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1589,0 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

### Ingresso A: Generatore FV 1

6266 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	241		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,45 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3241,5 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3381,2 A		

### Fattore di sfasamento minimo

# Dimensionamento dell'inverter

**Progetto: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 1 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 2)

Picco di potenza:	3,46 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6292
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	90 %
Fattore di dimensionamento:	113,1 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1595,3 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

### Ingresso A: Generatore FV 1

6292 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	242		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,46 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3254,9 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3395,3 A		

### Fattore di sfasamento minimo

# Dimensionamento dell'inverter

**Progetto: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 1 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 3)

Picco di potenza:	3,29 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	5980
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi$ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi$ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	94 %
Fattore di dimensionamento:	107,5 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1518,6 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

### Ingresso A: Generatore FV 2

5980 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	230		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,29 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3093,5 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3226,9 A		

## Fattore di sfasamento minimo



# Dimensionamento dell'inverter

**Progetto: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 1 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 4)

Picco di potenza:	3,30 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6006
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi$ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi$ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	94 %
Fattore di dimensionamento:	108 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1525,1 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

### Ingresso A: Generatore FV 2

6006 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	231		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,30 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3107,0 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3240,9 A		

### Fattore di sfasamento minimo

# Dimensionamento dell'inverter

**Progetto: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 1 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 5)

Picco di potenza:	3,29 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	5980
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi$ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi$ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	94 %
Fattore di dimensionamento:	107,5 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1518,6 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

### Ingresso A: Generatore FV 3

5980 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	230		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,29 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3093,5 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3226,9 A		

## Fattore di sfasamento minimo

# Dimensionamento dell'inverter

**Progetto: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 1 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 6)

Picco di potenza:	3,30 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6006
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi$ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi$ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	94 %
Fattore di dimensionamento:	108 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1525,1 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

**Ingresso A: Generatore FV 3**

6006 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	<b>Ingresso A:</b>		
Numero delle stringhe:	231		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,30 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✔ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✔ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✔ 3107,0 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✔ 3240,9 A		

## Fattore di sfasamento minimo

# Dimensionamento dell'inverter

**Progetto: CHIRON Bagnoli di Sopra**

Numero del progetto:

**Ubicazione: Italia / Bologna**

**Temperatura ambiente:**

Temperatura minima: -5 °C

Temperatura di dimensionamento: 25 °C

Temperatura massima: 37 °C

**Progetto parziale Progetto parziale 1**

## 2 x SMA SC 3060 UP (Parte dell'impianto 7)

Picco di potenza:	6,58 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	11960
Numero di inverter FV:	2
Potenza CC max (cos $\varphi$ = 1):	3,10 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi$ = 1):	3,06 MW
Tensione di rete:	20,0 kV
Rapporto potenza nominale:	94 %
Fattore di dimensionamento:	107,5 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1518,6 h



**SMA SC 3060 UP**

## Dati dimensionamento FV

### Ingresso A: Generatore FV 4

5980 x JinkoSolar Holding Co. Ltd. Tiger Pro 72HC 550W, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	230		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	3,29 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 20,0 kV):	1003 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1006 V		
Tensione fotovoltaica min.:	948 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1399 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 3093,5 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3226,9 A		

### Fattore di sfasamento minimo