






C080 ARIANO POLESINE



European Energy
Special Purpose Vehicle
Arian Solar S.r.l.

Sede legale: Piazza San Sepolcro, 1 - 20123 Milano (MI)
PEC: ariansolar@legalmail.it
P.IVA: 13458950964

| | | | | | |
|-----------------------|--|---|---|--|---|
| Nome Prog. | C080 ARIANO POLESINE | | | | |
| Proponente | European Energy Special Purpose Vehicle Arian Solar S.r.l. Sede legale: Piazza San Sepolcro, 1 - 20123 Milano (MI) PEC: ariansolar@legalmail.it P.IVA: 13458950964 | |  | | |
| | Progettazione e Coordinamento | Ren Project S.r.l. Ing. Leopoldo Franceschini Tel. 393 9404464 E-Mail: l.franceschini@renproject.it |  | St. Ambientale e Naturalistico | eambiente S.r.l. Società soggetta ad attività di direzione e coordinamento di E3GROUP2010 S.r.l. Sede legale: Via delle Industrie, 5 - Marghera (Venezia) T. +39 041 8877708 contattaci@eambientesrl.com - www.eambientesrl.com |
| Consulenza Ambientale | Filippo Tonion Email: f.tonion@treeconsulting.eu Cell: 3270804005 P.IVA: 05489380260 |  | Studio Progettazione connessione alla rete | GSB Consulting Srl Sede legale: Via Ponte di Legno, 7 20134 Milano (MI) Cell. 373.7849614 Mail: gianandrea.bertinazzo@gsbconsulting.it P.IVA: 11882750968 |  |
| St. Geologico | GEODELTA S.R.L. S.T.P. Centro Direzionale Villa Fini Via Roma 28 35010 - Limena (PD) info@geodelta.net - www.geodelta.net |  | Tecnico documentazione Prevenzione Incendi | Fabio Tellatin Ingegneria Ing. Fabio Tellatin Via Monte Pasubio, n. 17/A 35010 Curtarolo (PD) E-mail: fabio.tellatin@gmail.com Cell: 3295982540 PEC: fabio.tellatin@ingpec.eu | |
| Studio Agr. | Studio Agronomico Dott. Panizon Riccardo Via Toblino, 45 35142 Padova (PD) Cell. 348.382.75.76 PEO: riccardo.panizon@libero.it | | Studio archeologico | Nike Servizi per l'Archeologia Dott. Nicola Bacci Via A. Cornaro, 20 35020 Codevigo (PD) Email: nicolabacci@yahoo.it PEC: nicola.bacci@pec.it P.IVA 05104280283 | |
| Scala | ----- | | Foglio | A4 | |
| Ogg. | Relazione Specialistica Impianto FV e Rete Terra | | | COD. | T03 |
| Opera | PROGETTO PER UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO UBICATO NEL COMUNE DI ARIANO NEL POLESINE E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI ARIANO NEL POLESINE (RO), CORBOLA (RO), MESOLA (FE), CODIGORO (FE) | | | | |
| Rel. 0.0 | Data 02/02/2026 | Progettista Ing. Leopoldo Franceschini | | Data | Progettista |
| Rel. | | | | | |
| Rel. | | | | | |

**PROGETTO PER UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO UBICATO NEL
COMUNE DI ARIANO NEL POLESINE E
RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI ARIANO NEL POLESINE
(RO), CORBOLA (RO), MESOLA (FE),
CODIGORO (FE)
PROVVEDIMENTO AUTORIZZATORIO UNICO REGIONALE P.A.U.R.
Art. 27-bis D.Lgs 152/06**

Potenza Nominale cc: 17919,09 kWp

Potenza in Immissione ca: 17598,00 kW

Committente:

ARIAN SOLAR Srl

Piazza San Sepolcro 1
20123 – Milano (MI)

Sviluppo a cura di:

REN PROJECT Srl

Via Altinate, 120
35121 – Padova (PD)
Ing. Leopoldo Franceschini

RELAZIONE SPECIALISTICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO E RETE DI TERRA

Sommario

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | OGGETTO..... | 3 |
| 2. | DESCRIZIONE DELLE OPERE..... | 3 |
| 3. | DEFINIZIONI..... | 4 |
| 4. | RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI | 4 |
| 5. | PRESCRIZIONI, VINCOLI E RIFERIMENTI NORMATIVI | 8 |
| 6. | ELEMENTI PROGETTUALI COSTITUENTI IL PARCO FOTOVOLTAICO..... | 8 |
| 7. | STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO..... | 10 |
| 8. | STRUTTURE DI SOSTEGNO | 10 |
| 9. | CAVIDOTTI BT/MT | 13 |
| 10. | CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT, RACCOLTA E CONSEGNA MT..... | 14 |
| 11. | ILLUMINAZIONE ORDINARIA..... | 16 |
| 12. | IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA | 16 |
| 13. | TUBAZIONI..... | 17 |
| 14. | CAVI ELETTRICI | 18 |
| 15. | CONNESSIONE E DERIVAZIONI | 22 |
| 16. | IMPIANTO DI TERRA..... | 23 |
| 17. | PROTEZIONI DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE | 26 |
| 18. | QUALITÀ DEI MATERIALI | 26 |
| 19. | PRODUCIBILITÀ DEL SITO | 26 |
| 20. | ALLEGATI | 27 |
| | Allegato I – Terminologia..... | 28 |
| | Allegato II - Normativa di riferimento | 30 |
| | Allegato III - Caratteristiche Pannelli..... | 32 |
| | Allegato IV – Caratteristiche Inverter | 34 |

1. OGGETTO

Lo scopo del presente documento è definire tecnicamente l'impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso conversione fotovoltaica.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico, denominato "C080 Ariano Polesine" della potenza nominale in c.c. di 17919,09 kWp, con sistema ad inseguimento mono assiale in modalità "backtracking", da installarsi sui terreni siti nel territorio nel Comune di Ariano nel Polesine (RO), aventi i seguenti dati catastali del NCT: foglio 8, particelle 8, 10, 13, 32 e coinvolgerà una superficie complessiva di circa 29,8 ha e una superficie all'interno della recinzione di circa 27,5 ha. L'energia elettrica prodotta sarà immessa in regime di cessione totale nella rete di distribuzione con allaccio in Media Tensione mediante propria cabina di trasformazione.

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società "ARIAN SOLAR" che dispone delle autorizzazioni necessarie all'utilizzo dell'area su cui sorgerà l'impianto in oggetto.

2. DESCRIZIONE DELLE OPERE

È prevista la realizzazione delle seguenti opere:

1. Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare – fotovoltaica;
2. Trasformazione dell'energia elettrica BT/MT (n. 6 cabine elettriche di campo complete di apparecchiature di conversione, elevazione, distribuzione, protezione, sezionamento e controllo);
3. Una cabina di raccolta in Media Tensione in adiacenza a n. 1 cabine di consegna (DG 2092 ed.3);
4. Distribuzione elettrica BT in cc (all'interno del campo fotovoltaico);
5. Distribuzione elettrica MT a 20 kV;
6. Impianto elettrico al servizio delle cabine elettriche di campo (trasformazione) e di connessione;
7. Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
8. Impianti di servizio: illuminazione ordinaria e di sicurezza dei locali tecnici;
9. Impianti di servizio: impianto di allarme e videosorveglianza (videocamere, dei pali di sostegno e delle condutture ad essi relativi);
10. Impianto di terra;
11. Esecuzione delle opere murarie varie nelle cabine elettriche;

12. Scavi, interri e ripristini per la posa delle condutture e dei dispersori di terra (nel campo fotovoltaico e nelle cabine);
13. Viabilità di accesso alle cabine di impianto e di consegna.

3. DEFINIZIONI

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nell'art. 2 del D.M. 28 Luglio 2005 e s.m.i., *“Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”*, nonché della vigente normativa CEI (con particolare riferimento alle norme CEI 11-20 *“Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria”* e CEI 82-25 *“Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e Bassa tensione”*).

4. RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti (elenco non esaustivo):

- D.P.R. 27.04.1955 n. 547 e successive modificazioni (DM 37/2008);
- D.P.R. 07.01.1956 n. 164 e successive modificazioni;
- D.P.R. 19.03.1956 n. 303 e successive modificazioni (DM 37/2008);
- Legge 07.12.1984 n. 818 e successive modificazioni;
- Legge 01.03.1990 n. 186;
- Legge 18.10.1977 n. 791;
- D.M. n. 37 del 22-01-08;
- D.Lgs. n. 81/2008 e s.m.i.

Si richiamano le prescrizioni degli Enti Locali preposti ai controlli: USL, ISPESL, Vigili del Fuoco, Aziende distributrici elettriche, del gas, etc.

Si sottolinea che dovranno essere osservate altresì le norme: CEI, UNI e le tabelle CEI UNEL. Relativamente alle norme CEI dovranno essere rispettate quelle in vigore all'atto esecutivo dei lavori con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, e non esaustivo, alle Norme di seguito elencate.

- Criteri di allacciamento alla rete AT della distribuzione;
 - CEI 0-16;
 - CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata;
 - CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
 - CEI 11-15 Esecuzione di lavori sotto tensione;
 - CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – linee in cavo;
 - CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
 - CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
 - CEI EN60865-1 Calcolo degli effetti delle correnti di cortocircuito;
 - CEI 11-28 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a B.T.;
 - CEI 11-35 Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
 - CEI 11-37 Guida all'esecuzione degli impianti di terra negli stabilimenti industriali per sistemi di I, II e III categoria;
 - CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V;
 - CEI 17-4 (CEI EN60129) Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V;
 - CEI 17-6 (CEI EN60298) Apparecchiature prefabbricate con involucro metallico per tensioni da 1kV a 52kV;
 - CEI 17-9/1 (CEI EN60265-1) Interruttori di manovra ed interruttori di manovra-sezionatori per tensioni da 1kV a 52kV;
 - CEI 17-9/2 (CEI EN60265-2) Interruttori di manovra ed interruttori di manovra-sezionatori per tensioni uguali o superiori a 52kV;
 - CEI 17-21 (CEI EN60694) Apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione-Prescrizioni comuni;
 - CEI 17-46 (CEI EN60420) Interruttori di manovra ed interruttori-sezionatori con fusibili ad alta tensione per corrente alternata;
 - CEI 17-68 (CEI EN50187) Apparecchiatura di manovra con involucro metallico con isolamento a gas per tensioni da 1kV a 52kV;
 - IEC 99-4 Scaricatori di sovratensione per sistemi di II e III categoria;
 - CEI 17-13/1 (CEI EN60439-1) Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per B.T. - Quadri
- C080 Ariano Polesine - T03 Rel 0.0 - Relazione Specialistica FV e Rete Terra**

elettrici AS ed ANS;

- CEI 20-13 Cavi isolati in gomma EPR con tensione non superiore a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-14 Cavi isolati in PVC con tensione non superiore a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-21 Calcolo della portata dei cavi elettrici;
- CEI 20-22 Prove dei cavi non propaganti l'incendio;
- CEI 20-33 Giunzioni e terminazioni per cavi di energia con tensione fino a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-37 Cavi elettrici-prove sui gas emessi durante la combustione;
- CEI UNEL 35024/1 Portate di corrente in regime permanente per posa in aria di cavi B.T. ad isolamento elastomerico o termoplastico;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori di B.T. - Parti 1...7;
- CEI UNEL 35024/1EC Portate di corrente in regime permanente per posa in aria di cavi B.T. ad isolamento elastomerico o termoplastico;
- CEI 23-28 Tubi per installazioni elettriche/tubi metallici;
- CEI 23-39 (CEI EN50086-1) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/prescrizioni generali;
- CEI 23-54 (CEI EN50086-2-1) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi rigidi;
- CEI 23-55 (CEI EN50086-2-2) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi pieghevoli;
- CEI 23-56 (CEI EN50086-2-3) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi flessibili;
- CEI 23-29 Cavidotti in materiale plastico;
- CEI 23-19 Sistemi di canali isolanti portacavi ad uso battiscopa;
- CEI 23-32 Sistemi di canali isolanti portacavi e porta apparecchi per utilizzo a soffitto o parete;
- CEI 23-31 Sistemi di canali metallici portacavi ed accessori;
- CEI 23-20/23-21/23-30/23-35/23-41 Dispositivi di connessione e morsetti;
- CEI 23-48 (1998) Involucri per installazioni elettriche ad uso domestico o similare - Casette;
- CEI 23-49 Involucri per installazioni elettriche ad uso domestico o similare - Quadri elettrici;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione dei quadri elettrici ad uso domestico o similare;
- CEI 23-51V1 Prescrizioni per la realizzazione dei quadri elettrici ad uso domestico o similare;
- CEI 17-44 (CEI EN60947-1) Apparecchiature per B.T. - Regole generali;
- CEI 17-5 (CEI EN60947-2) Interruttori automatici per B.T.;
- CEI EN60947-2 (Appendice B) Dispositivi differenziali indipendenti con toroide separato;
- CEI 17-11 (CEI EN60947-3) Interruttori di manovra e sezionatori con o senza fusibili per B.T.;

- CEI 17-50 (CEI EN60947-4-1) Contattori ed avviatori elettromeccanici per B.T.;
- CEI 17-45 (CEI EN60947-5-1) Dispositivi per circuiti di comando e manovra in B.T.;
- CEI 17-47 (CEI EN60947-6-1) Apparecchiature di commutazione automatica in B.T.;
- CEI 17-48 (CEI EN60947-7-1) Morsettiere per conduttori in B.T.;
- CEI 17-41 (CEI EN61095) Contattori elettromeccanici per usi domestici o similari;
- CEI 41-1 Relè ausiliari elettromeccanici;
- CEI 23-3 (CEI EN60898) Interruttori automatici per usi domestici e similari;
- CEI 23-12 (CEI EN60309-1/2) Prese a spina per usi industriali;
- CEI 23-5 Prese a spina per usi domestici e similari;
- CEI 23-50 Prese a spina per usi domestici e similari;
- CEI 23-16 Prese a spina di tipo complementare per usi domestici e similari;
- CEI 23-9 (CEI EN60669-1) Apparecchi di comando non automatici per usi domestici e similari;
- CEI EN60669-2-1/2 Relè passo/passo modulari;
- CEI 23-42 (CEI EN61008-1) Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-43 (CEI EN61008-2-1) Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-18 (CEI EN61009-2-1) Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-44 (CEI EN61009-1) Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI EN61036 Contatori elettrici statici di energia attiva per corrente alternata;
- CEI EN61010-1 Strumenti di misura digitali;
- CEI EN60414/CEI EN60051 Strumenti di misura analogici;
- CEI 66-5/85-3/85-4/85-5/85-7 Strumenti di misura;
- CEI 38-1 (CEI EN60044-1) Trasformatori di corrente per misura;
- CEI 38-2 Trasformatori di tensione per misura;
- EN 60730-1/2 Termostati modulari;
- EN 61000-3-2 Interruttori crepuscolari modulari;
- CEI EN60730-1/2 Interruttori orari modulari;
- CEI 81-10 Protezione delle strutture contro i fulmini;

- CEI 37-1 Limitatori di sovratensione a resistori non lineari con spinterometri;
- CEI 37-2 Limitatori di sovratensione ad ossido di metallo senza spinterometri;
- IEC 60840 Cavi AT per posa interrata.

5. PRESCRIZIONI, VINCOLI E RIFERIMENTI NORMATIVI

La centrale fotovoltaica, e tutte le opere accessorie previste, saranno realizzate dal Committente nella piena osservanza delle disposizioni e/o normative tecniche e legislative vigenti in materia.

Il Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale (PAUR) è il procedimento introdotto dall'Art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006 per le autorizzazioni di opere soggette a Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) di competenza regionale; il proponente presenta all'autorità competente un'istanza ai sensi dell'articolo 23, comma 1 del medesimo D.Lgs., allegando la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per consentire la compiuta istruttoria tecnico-amministrativa finalizzata al rilascio di tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione e all'esercizio del medesimo progetto e indicati puntualmente in apposito elenco predisposto dal proponente stesso. Pertanto, il PAUR costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto ed è rilasciata al termine di un procedimento unico svolto nell'ambito della Conferenza dei Servizi alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate.

La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è stata normata dalla Regione Veneto con la L.R. 4 del 18 febbraio 2016; il successivo D.lgs. 104 del 16 giugno 2017 ha apportato significative variazioni alla normativa nazionale di riferimento in merito alla Valutazione di Impatto Ambientale. La Giunta Regionale con la Delibera 568 del 30 aprile 2018 ha adeguato la normativa regionale alla mutata disciplina nazionale; il progetto ricade al punto 2c dell'allegato A2 della delibera 568/2018 sopradetta alla voce *"Impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore ad 1 MW"*

6. ELEMENTI PROGETTUALI COSTITUENTI IL PARCO FOTOVOLTAICO

I lavori in progetto riguardano la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra costituito da n. 26946 moduli fotovoltaici di marca *Trina Solar TSM-DEG21C.20* della potenza di 665 Wp cadauno, ordinati in stringhe da n. 27 moduli in serie per un totale di n. 998 stringhe che saranno collegate da

n. 6 inverter di marca *SMA* modello *SunnyCentral 2930 UP*. Ogni inverter avrà potenza nominale in uscita pari a 2933 kW (vedasi elaborati grafici inerenti T09.A e T10). I moduli fotovoltaici saranno costituiti da celle di silicio monocristallino e l'intera superficie captante sarà pari a circa 83702 m².

- **Impianto n. 1 del lotto:** sarà costituito da n. **9288** moduli fotovoltaici bifacciali marca *Trina Solar TSM-DEG21C.20* della potenza di **665 Wp** cadauno, ordinati in stringhe da n. **27** moduli in serie per un totale di n. **344** stringhe che saranno collegate da n. 2 inverter di marca *SMA* modello *SunnyCentral 2930 UP*. Ogni inverter avrà potenza nominale in uscita pari a 2933 kW, l'inverter della cabina 1.1 riceverà 171 stringhe, mentre l'inverter della cabina 1.2 riceverà 173 stringhe (vedasi elaborati grafici T09.A e T10). I moduli fotovoltaici saranno costituiti da celle di silicio monocristallino (maggior rendimento) e l'intera superficie captante **frontale** sarà pari a circa **28851 m²** circa.
- **Impianto n. 2 del lotto:** sarà costituito da n. **9315** moduli fotovoltaici bifacciali marca *Trina Solar TSM-DEG21C.20* della potenza di **665 Wp** cadauno, ordinati in stringhe da n. **27** moduli in serie per un totale di n. **345** stringhe che saranno collegate da n. 2 inverter di marca *SMA* modello *SunnyCentral 2930 UP*. Ogni inverter avrà potenza nominale in uscita pari a 2933 kW, l'inverter della cabina 2.1 riceverà 165 stringhe, mentre l'inverter della cabina 2.2 riceverà 180 stringhe (vedasi elaborati grafici T09.A e T10). I moduli fotovoltaici saranno costituiti da celle di silicio monocristallino (maggior rendimento) e l'intera superficie captante **frontale** sarà pari a circa **28935 m²** circa.
- **Impianto n. 3 del lotto:** sarà costituito da n. **8343** moduli fotovoltaici bifacciali marca *Trina Solar TSM-DEG21C.20* della potenza di **665 Wp** cadauno, ordinati in stringhe da n. **27** moduli in serie per un totale di n. **309** stringhe che saranno collegate da n. 2 inverter di marca *SMA* modello *SunnyCentral 2930 UP*. Ogni inverter avrà potenza nominale in uscita pari a 2933 kW, l'inverter della cabina 3.1 riceverà 150 stringhe, mentre l'inverter della cabina 3.2 riceverà 159 stringhe (vedasi elaborati grafici T09.A e T10). I moduli fotovoltaici saranno costituiti da celle di silicio monocristallino (maggior rendimento) e l'intera superficie captante **frontale** sarà pari a circa **25916 m²** circa.

7. STRADE DI ACCESSO E VIABILITÀ DI SERVIZIO

La viabilità interna all'impianto fotovoltaico avrà una larghezza di 5 m e seguirà l'intero perimetro dell'area per permettere ai mezzi di manutenzione accessibilità ad ogni suo punto. Vista la natura del terreno esistente (limoso-argilloso), la viabilità interna sarà realizzata con un primo cassonetto di bonifica di spessore pari a circa 45 cm ed uno strato superiore con materiale misto stabilizzato a pezzatura decrescente di circa 15 cm per un totale di circa 60 cm; tra il terreno scavato ed il cassonetto di bonifica è prevista la posa di uno strato di geo-tessuto che garantirà la separazione fisica tra gli stessi. Ad ogni modo la nuova viabilità interna dovrà garantire un rapido accesso alle sole cabine di campo. La viabilità di accesso sarà derivata dalla pubblica viabilità esistente nominata "Strada Regionale SR495" (Ariano nel Polesine, RO).

8. STRUTTURE DI SOSTEGNO

Per la realizzazione di questo impianto saranno utilizzate strutture di sostegno di **tipo mobile (tracker)**.

Con la struttura in condizioni di riposo (orizzontale) i pannelli fotovoltaici verranno installati ad un'altezza dal piano campagna pari ad **3 metri** così da permettere eventuali manutenzioni.

Per la realizzazione di tale impianto saranno utilizzate strutture di sostegno di tipo mobile (tracker), realizzate in acciaio da costruzione e progettate secondo gli *Eurocodici*; questo consentirà di massimizzare la resa energetica a parità di suolo occupato. La maggior parte dei componenti metallici (trave, pali) è rivestita con una lega di metallo chimicamente composta da zinco, 3,5% di alluminio e 3% di magnesio; tale strato più esterno agisce da barriera protettiva, evitando che l'acciaio sottostante venga a contatto con l'ambiente, garantendo una protezione altamente efficace contro la corrosione, anche negli ambienti più aggressivi.

Sono inoltre disponibili in commercio diverse lunghezze del tracker, ciascuna con un numero diverso di stringhe: per questo progetto si è optato per una struttura che possa garantire le seguenti configurazioni: 54 moduli (n. 327 strutture), 27 moduli (n. 344 strutture). Tale soluzione è stata scelta per ottimizzare le diverse fasi di realizzazione e messa in opera delle strutture stesse.

I gruppi di stringhe sono disposti sull'area, con un **passo di 6.00 m tra le file**, secondo i vincoli imposti dal perimetro del lotto disponibile, mantenendo fra i gruppi i necessari percorsi carrabili di servizio, estesi anche al perimetro dell'area. La soluzione tecnica prescelta per i supporti consentirà una rapida

rimozione dell'impianto con le relative strutture di supporto al termine del suo ciclo di vita utile, previsto in sede di progetto in 30 anni.

Il tracker che si propone è il modello Skyline II (ATH-SKL-S2-S155) (o equivalente), uno dei migliori inseguitori mono-assiali attualmente presente sul mercato, che consente risparmi significativi su fondazioni e costi di classificazione.

FONDAZIONI STRUTTURE DI SOSTEGNO

Le strutture di sostegno moduli verranno ancorate al terreno per mezzo di fondazioni a vite o pali profilati a C ad infissione, cioè dei pali in acciaio che possono presentare sulla parte finale una filettatura in grado di consentire una vera e propria avvitatura del palo nel terreno o mediante l'utilizzo di macchina battipalo o tramite vibro-infissione o perforazione, quest'ultima solo nel caso in cui le condizioni di posa in opera la rendano necessaria (si rimanda alla relazione T05A).

Questi pali saranno piantati nel terreno per una idonea profondità dal piano campagna e serviranno come punto di ancoraggio per le strutture di supporto dei pannelli.

Tali strutture, realizzate per mezzo di profili in acciaio tra loro collegati, andranno a creare un telaio di appoggio per i pannelli fotovoltaici. L'adozione della soluzione a palo infisso di fondazione (senza plinti in CLS), con sezione circolare cava di diametro 244,5 mm e spessore 5 mm, ridurrà al minimo la necessità di livellamenti, minimizza le perturbazioni indotte nel terreno durante le fasi di cantierizzazione dell'opera e, conseguentemente, l'impatto ambientale della struttura (di fatto viene ridotto a zero l'utilizzo di cemento armato).

Tenendo conto dei carichi di esercizio della struttura portante e delle caratteristiche meccaniche del terreno derivate da analisi geologiche e test in loco, la profondità di infissione sarà pari a circa 5 m, verificata mediante calcoli statici riportati nella relazione sulle strutture allegata al presente progetto.

CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI INSEGUIMENTO SOLARE – TRACKER



TRACKER SPECIFICATIONS

| | |
|-------------------------------|---|
| ▶ Tracker Type | >> Independent horizontal single-axis tracker |
| ▶ Tracking Range | >> $\pm 60^\circ$ |
| ▶ Drive Type | >> Slew drive/Synchronous multi-point design |
| ▶ Modules per Tracker | >> Up to 120 modules per tracker |
| ▶ System Voltage | >> 300 VDC-1500 VDC |
| ▶ Foundation Options | >> Ramming piles/Cast-in-place concrete piles/Concrete piles or ballasts |
| ▶ Structure Material | >> Hot dipped galvanized steel/Pre-galvanized steel/Zn-Al-Mg coated steel |
| ▶ Daily Energy Consumption | >> Typical 0.04kWh |
| ▶ Standard Design Wind Speed | >> 156mph (70m/s) per ASCE7-10, higher wind load available |
| ▶ Modules Supported | >> All commercially available modules |
| ▶ Operation Temperature Range | >> -30°C to 60°C |

TRACKER CONTROLLER SPECIFICATIONS

| | |
|-----------------------------|--|
| ▶ Control Algorithm | >> Astronomical algorithms + Tilt sensor closed-loop control |
| ▶ Tracking Accuracy | >> $\leq 2^\circ$ |
| ▶ Backtracking | >> Support terrain adaptive intelligent algorithm |
| ▶ Communication Options | >> LoRa wireless/RS 485 cable/Bluetooth |
| ▶ Other Special Modes | >> Snow, flood and hail protection for customer selection |
| ▶ Controller's Power Supply | >> Default string power supply, AC / self-power as option |
| ▶ Flood Mode | >> Tracker flat (optional) |
| ▶ Snow Mode | >> Tracker at max tilt (optional) |
| ▶ Wind Stow Mode | >> Low tilt stow angle |

9. CAVIDOTTI BT/MT

All'interno del parco si svilupperanno tutte le linee BT e le linee di MT provenienti dalle n. 6 cabine di trasformazione fino alla cabina di consegna.

I cavi previsti nell'impianto di generazione fotovoltaica sono essenzialmente:

- Cavi in CC - Cavi di stringa: ovvero i cavi CC che collegano la stringa al quadro di parallelo stringa (di seguito SB);

| H1Z2Z2K | | |
|---------------------------------------|---------------------------------------|------|
| Tratta | Stringhe – Inverter | |
| Conduttore | Rame stagnato - flessibile | |
| Isolante | Mescola LSOH (Low Smoke Zero Halogen) | |
| Guaina esterna | PVC | |
| Temperatura minima di posa | [°C] | -40 |
| Temperatura massima di esercizio | [°C] | 90 |
| Tensione di isolamento DC | [V] | 1800 |
| Sezione Minima* | [mm ²] | 4 |
| Sezione Massima* | [mm ²] | 10 |
| Portata corrente per Sezione Minima* | [A] @ in aria a 60 °C | 55 |
| Portata corrente per Sezione Massima* | [A] @ in aria a 60 °C | 95 |

* Range di sezioni comunemente utilizzate, nelle tabelle seguenti sono riportati i valori di portata per diverse tipologie di sezione.

- Cavi in CC - Cavi di SB: ovvero i cavi CC che collegano gli SB all'inverter;

| ARG16R16 | | |
|---------------------------------------|-------------------------|------|
| Tratta | Inverter - SB | |
| Conduttore | Alluminio - rigida | |
| Isolante | HEPR di qualità G16 | |
| Guaina esterna | PVC | |
| Temperatura minima di posa | [°C] | 0 |
| Temperatura massima di esercizio | [°C] | 90 |
| Tensione di isolamento U0 - AC | [V] | 600 |
| Tensione di isolamento U - AC | [V] | 1000 |
| Sezione Minima* | [mm ²] | 240 |
| Sezione Massima* | [mm ²] | 400 |
| Portata corrente per Sezione Minima* | [A] @ interrato a 20 °C | 432 |
| Portata corrente per Sezione Massima* | [A] @ interrato a 20 °C | 549 |

- Cavi in MT: ovvero i cavi MT utilizzati nelle linee radiali interne al campo fotovoltaico verso la Cabina Utente-Produttore;

| | |
|--|---|
| Modello | ARP1H5EX |
| Conduttore | Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2) |
| Isolante | HPTE (elastomero termoplastico) |
| Guaina | Polietilene |
| Temperatura di esercizio | 0 – 105°C |
| Tensione nominale U ₀ /U (Um) | 12/20 (24) kV |
| Sezione conduttore | 95 / 185 mm ² |
| Portata corrente [A] | A trifoglio elicordato direttamente interrato: 95 mm ² : 252 A 185 mm ² : 368 A |

- Altri cavi: quali ad esempio i cavi di alimentazione dei tracker,
- Cavi perimetrali per la videosorveglianza dei sistemi di sicurezza

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT (in corrente continua) ed in MT (in corrente alternata), utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di parallelo stringa, quindi alle cabine di trasformazione, ed infine alle cabine di consegna utente-produttore, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite.

Il percorso dei cavidotti di connessione tra le diverse cabine, e quindi i relativi scavi, si svilupperanno esclusivamente al di sotto della strada di servizio in misto granulare. Le tubazioni corrugate provenienti dalle stringhe e dagli inverter centralizzati saranno posate lungo percorsi evitando di incidere per quanto possibile sulla superficie del sito.

10. CABINA DI TRASFORMAZIONE MT/BT, RACCOLTA E CONSEGNA MT

L'energia elettrica alla tensione di 20 kV in uscita da ognuna delle 6 cabine di trasformazione confluirà nella suddetta cabina di raccolta per totale di n. 3 cabine che a sua volta confluiranno nella cabina di consegna tali cabine saranno descritte di seguito:

La cabina di consegna (n. 1) sarà del tipo a pannelli componibili in c.a.p., in grado di garantire un alto grado di adattabilità e flessibilità. Grazie alla loro tipologia costruttiva possono essere impiegate in quasi tutte le situazioni, soddisfacendo ogni specifica esigenza impiantistica e di esercizio in modo razionale ed efficiente così da ottimizzare al meglio le dimensioni e i costi della cabina stessa.

Gli elementi prefabbricati (realizzati in Cemento Armato Precompresso) che costituiscono la cabina elettrica, ossia la vasca interrata e il manufatto superiore saranno trasportati singolarmente e posati in cantiere. Questo modus operandi consentirà di realizzare un manufatto delle dimensioni richieste da E-distribuzione.

La cabina dedicata alla consegna MT avrà una superficie complessiva di 22.43 m², dimensioni esterne 8,97 m x 2,48 m x 2,71 m (lpxh) e sarà costituita da due locali:

- Un locale misure delle dimensioni interne 1.20 m x 2.30 x 2.50 m
- Un locale ENEL delle dimensioni interne 7.50 m x 2.30 m x 2.50 m

La cabina sarà fornita completa di tutti gli accessori omologati ENEL, quali le porte e griglie di areazione in resina poliestere rinforzata con fibra di vetro con grado di protezione IP33.

L'attuale norma Enel DG2092 prevede che la cabina debba essere dotata di vasca di fondazione prefabbricata a tenuta stagna. La vasca prefabbricata in cemento armato, ecologica e "post tesa" sarà progettata in modo tale da impedire l'ingresso dell'acqua dall'esterno e la fuoriuscita dell'olio del trasformatore dall'interno che potrebbe essere installato dal Gestore di rete e quindi l'eventuale inquinamento del terreno circostante. La vasca sarà dotata di un pavimento flottante prefabbricato in cemento armato, completo di asole e di fori per il passaggio dei cavidotti, secondo le indicazioni concordate con E- distribuzione.

Le cabine di raccolta MT (n. 3), inclusi i relativi servizi ausiliari, avranno una struttura monoblocco costruita ed assemblata direttamente nello stabilimento di produzione. Questo permetterà di limitare le operazioni di posa e ridurre i tempi di manodopera in cantiere.

Le cabine monoblocco saranno trasportate e consegnate in opera già allestite con le relative apparecchiature elettromeccaniche, garantendo tempi di fornitura più rapidi e costi certi.

Saranno composte da due elementi: la vasca di fondazione predisposta con i fori a frattura prestabilita e le connessioni per l'impianto di terra e il manufatto fuori terra composto da pareti, divisori, tetto, pavimento e accessori quali porte, griglie di areazione e torrini eolici.

Prima dell'arrivo di ciascuna cabina elettrica sarà eseguito lo scavo e predisposta una platea di appoggio in calcestruzzo. La struttura sarà calcolata in conformità al D.M. 17/01/2018 "Norme Tecniche sulle Costruzioni"; vista la natura di tutta l'area di intervento, anche per queste cabine valgono le considerazioni esposte al paragrafo precedente circa la possibilità di fare ricorso a fondazioni di tipo diretto.

Ciascuna cabina di raccolta MT avrà una superficie complessiva di 28,75 m², dimensioni esterne 11,50 m x 2,50 m x 2,71 m (l x p x h) e sarà costituita da due vani.

Le cabine di trasformazione MT/BT (n. 6), inclusi i relativi servizi ausiliari, avranno una struttura in acciaio zincato, tipo container, costruita ed assemblata direttamente nello stabilimento di produzione; anche in questo caso le operazioni di posa così come i tempi di manodopera in cantiere risulteranno ridotti.

Le cabine di trasformazione installate saranno marca *SMA* modello *MVPS2930-S2*. All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore MT/BT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Ciascuna cabina sarà composta da: container contenitivo, vasca di fondazione in calcestruzzo armato, le connessioni per l'impianto di terra, e la vasca di contenimento dell'olio in caso di perdita.

La struttura di ciascuna cabina sarà del tipo autoportante, di tipo monolitico, realizzata in lamiera di acciaio verniciata, con travi, trafilati tubolari in acciaio e lamiere corrugate completamente saldate tra loro con procedimento semiautomatico in modo da realizzare un perfetto accoppiamento. La struttura sarà equipaggiata, per la movimentazione, di n° 4 blocchi d'angolo inferiori a norma *ISO 668* e n° 4 blocchi d'angolo superiori a norma *ISO 668*. Nei quattro angoli ed in prossimità dei punti di sollevamento saranno inseriti dei montanti in travi e/o lamiera presso piegata ad alto spessore atti a garantire la resistenza richiesta dal progetto. Il progetto strutturale del container sarà in accordo agli *Eurocodici (per dettagli vedere schede tecniche)*.

L'impermeabilizzazione della copertura prevede l'impiego di una **membrana elastomerica** armata in **poliestere a filo continuo (TNT)**. Il materiale, **isotropo e imputrescibile**, verrà applicato a caldo per garantire la massima adesione al supporto.

Le pareti interne e il soffitto saranno tinteggiate con pitture a base di resine sintetiche di colore bianco; le pareti esterne saranno trattate con rivestimento murale plastico idrorepellente costituito da resine sintetiche al quarzo con colorazione RAL 6010 (verdone) o di altro colore, qualora richiesto dagli enti coinvolti nel procedimento autorizzativo.

11. ILLUMINAZIONE ORDINARIA

L'illuminazione ordinaria artificiale dei vari ambienti interni alle cabine sarà realizzata impiegando corpi illuminanti ad alta efficienza idonee al conseguimento del risparmio energetico. L'illuminazione artificiale sarà realizzata in conformità alle prescrizioni della norma UNI 10380. Non è prevista alcuna illuminazione esterna perimetrale di impianto.

12. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA

L'illuminazione di sicurezza al servizio delle cabine sarà garantita da apparecchi autoalimentati. L'impianto di sicurezza sarà indipendente da qualsiasi altro impianto elettrico del sito. I dispositivi di protezione contro le sovracorrenti saranno installati in modo da evitare che una sovracorrente in un

circuito comprometta il corretto funzionamento degli altri circuiti di sicurezza. Tutti i corpi illuminanti impiegati presenteranno grado di protezione IP65 e saranno realizzati in materiale isolante in esecuzione a doppio isolamento. L'autonomia minima di funzionamento dell'impianto di illuminazione di sicurezza dovrà essere di un'ora.

13. TUBAZIONI

La posa dei cavi elettrici costituenti gli impianti in oggetto è stata prevista direttamente interrata o in canalizzazioni distinte o comunque dotate di setti separatori interni per quanto riguarda le seguenti tipologie di circuiti:

- energia elettrica;
- segnalazione e speciali.

Le caratteristiche dimensionali ed i percorsi dei cavidotti sono riportati negli schemi planimetrici di progetto.

Le tubazioni impiegate per realizzare gli impianti saranno dei seguenti tipi:

- tubo corrugato, (un tubo per cavi SB) in uscita dallo SB per evitare l'irraggiamento diretto; l'altra estremità, arrivando già dal terreno, raggiungerà il fondo dell'inverter in aria libera
- tubo corrugato, (un tubo per cavi MT) in entrata/uscita nel tratto di collegamento tra pozzetto e cabine di trasformazione e/o cabina MT di SE Utente Produttore; arrivando in fondazione già sottoterra, raggiungerà il fondo dei quadri MT in aria libera.

Le linee MT tra le varie cabine saranno realizzate con cavi idonei all'interramento diretto.

I cavi dati sono i cavi di trasmissione di tutti i dati dei vari sistemi. Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata (tipicamente <100m);
- cavo in fibra ottica, per tratti di cavo più lunghi.

Si rimanda all'elaborato *T09B – Layout cavidotti*

14. CAVI ELETTRICI

I cavi previsti nell'impianto di generazione fotovoltaica sono essenzialmente:

- **Cavi in CC - Cavi di stringa:** ovvero i cavi CC che collegano la stringa al quadro di parallelo stringa (di seguito SB);
- **Cavi in CC - Cavi di SB:** ovvero i cavi CC che collegano gli SB all'inverter;
- **Cavi in MT:** ovvero i cavi MT utilizzati nelle linee radiali interne al campo fotovoltaico verso la Cabina Utente-Produttore;
- **Altri cavi:** quali ad esempio i cavi di alimentazione dei tracker, cavi dei sistemi di sicurezza, etc.

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT (in corrente continua) ed in MT (in corrente alternata), utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di parallelo stringa, quindi alle cabine di trasformazione, ed infine alle cabine di consegna utente-produttore, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite

I cavi in Corrente Continua sono necessari per raggruppare i moduli fotovoltaici e rendere disponibile questa energia in ingresso lato CC dell'inverter. Il cavo di collegamento di questa stringa è chiamato cavo di stringa e per questo progetto è stato selezionato un cavo del tipo H1Z2Z2-K.

Dato che l'inverter è di tipologia centralizzato, ed in particolare del costruttore SMA da 2'933 kVA, le stringhe che devono arrivare al suddetto inverter sono in numero considerevole, in particolare fino a 200 stringhe per inverter → 400 cavi di stringa – positivo e negativo – per inverter; risulta quindi evidente la necessità di prevedere direttamente in campo a dei quadri di primo parallelo DC, detti string box (SB di seguito), che in ingresso avranno un certo numero di stringhe (in questo progetto fino a 20 stringhe per SB), che collegheranno in parallelo, rendendo disponibile in uscita una potenza maggiore. I cavi di collegamento degli SB sono chiamati cavi di SB e per questo progetto è stato scelto il cavo tipo ARG16R16.

I cavi in corrente continua: sono necessari per attestare le stringhe, composte da moduli FV collegati in serie, all’inverter. La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga 300mm e profonda 600mm, che sarà riempita con:

- Terra di riporto raffinata fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l’integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione

| H1Z2Z2K | | |
|---------------------------------------|---------------------------------------|------|
| Tratta | Stringhe – Inverter | |
| Conduttore | Rame stagnato - flessibile | |
| Isolante | Mescola LSOH (Low Smoke Zero Halogen) | |
| Guaina esterna | PVC | |
| Temperatura minima di posa | [°C] | -40 |
| Temperatura massima di esercizio | [°C] | 90 |
| Tensione di isolamento DC | [V] | 1800 |
| Sezione Minima* | [mm ²] | 4 |
| Sezione Massima* | [mm ²] | 10 |
| Portata corrente per Sezione Minima* | [A] @ in aria a 60 °C | 55 |
| Portata corrente per Sezione Massima* | [A] @ in aria a 60 °C | 95 |

* Range di sezioni comunemente utilizzate, nelle tabelle seguenti sono riportati i valori di portata per diverse tipologie di sezione.

I cavi necessari alle String Boxes, saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti in piano nel cavidotto;
- all’interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi SB) in uscita dallo SB per evitare l’irraggiamento diretto; l’altra estremità, arrivando già dal terreno, raggiungerà il fondo dell’inverter in aria libera;

| ARG16R16 | | |
|---------------------------------------|-------------------------|------|
| Tratta | Inverter - SB | |
| Conduttore | Alluminio - rigida | |
| Isolante | HEPR di qualità G16 | |
| Guaina esterna | PVC | |
| Temperatura minima di posa | [°C] | 0 |
| Temperatura massima di esercizio | [°C] | 90 |
| Tensione di isolamento U0 - AC | [V] | 600 |
| Tensione di isolamento U - AC | [V] | 1000 |
| Sezione Minima* | [mm ²] | 240 |
| Sezione Massima* | [mm ²] | 400 |
| Portata corrente per Sezione Minima* | [A] @ interrato a 20 °C | 432 |
| Portata corrente per Sezione Massima* | [A] @ interrato a 20 °C | 549 |

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 600 a 1'500mm (a seconda del numero di cavi DC da posizionare) e profonda 1'000mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:

- uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
- uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi SB e corrugati in base alla specificità di ogni tratta, dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi BT-CC Power opportunamente distanziati tra di loro (125mm);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;

- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

I cavi in Media Tensione (20 kV): sono destinati al collegamento radiale delle cabine di trasformazione MT/BT distribuite nel campo fotovoltaico fino alle cabine di raccolta e alle cabine Utente-Produttore interne al lotto (una per ciascun impianto costituente il progetto).

La rete MT interna sarà esercita alla tensione nominale di **20 kV** e realizzata in conformità alla **Norma CEI 0-16** e alle prescrizioni tecniche del Distributore. Il dimensionamento dei cavi e il coordinamento delle protezioni saranno effettuati assumendo i parametri di corrente di guasto a terra e i tempi di eliminazione comunicati dal gestore di rete.

La configurazione della rete interna non modifica il regime di neutro della rete pubblica, la cui modalità di esercizio è definita dal Distributore.

Per i collegamenti radiali di campo fino alla cabina Utente-Produttore è stato selezionato cavo di tipo **ARE4H5EX**, idoneo alla posa interrata diretta e conforme alle normative vigenti per reti MT a 20 kV.

| | |
|---|---|
| Modello | ARE4H5EX |
| Conduttore | Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2) |
| Isolante | HPTE (elastomero termoplastico) |
| Guaina | Polietilene |
| Temperatura di esercizio | 0 – 105°C |
| | |
| Tensione nominale U_o/U (Um) | 12/20 (24) kV |
| | |
| Sezione conduttore | 95 / 185 mm ² |
| Portata corrente [A] | A trifoglio elicordato direttamente interrato: 95 mm ² : 252 A 185 mm ² : 368 A |

I cavi MT saranno installati:

- direttamente interrati lungo il tracciato, disposti a **trifoglio** nel cavidotto, al fine di ottimizzare il comportamento elettrodinamico e termico in condizioni di esercizio e di guasto;
- all'interno di tubo corrugato di protezione nei tratti di risalita da pozzetto a cabina di trasformazione e/o cabina MT Utente-Produttore, con ingresso in fondazione e attestazione ai quadri MT in aria libera.

Il dimensionamento è stato effettuato verificando:

- portata in regime permanente;
- tenuta al corto circuito;
- caduta di tensione;
- coordinamento con le protezioni MT.

Altre tipologie di Cavi:

Cavi interni alle cabine MT/BT

La fornitura e il dimensionamento dei cavi elettrici interni alle cabine di trasformazione sono inclusi nella fornitura delle cabine stesse e risultano conformi alle normative CEI applicabili.

PRODUCIBILITÀ DEL SITO

Cavi di sicurezza e sorveglianza

Comprendono i collegamenti dei sistemi di videosorveglianza, allarme e controllo accessi.

Cavi dati

Sono destinati alla trasmissione dei segnali di monitoraggio e controllo dell'impianto. Le tipologie previste sono:

- **cavo RS485**, per tratte di lunghezza limitata (tipicamente < 100 m);
- **cavo in fibra ottica**, per collegamenti di maggiore estensione o per garantire maggiore immunità ai disturbi elettromagnetici.

15. CONNESSIONE E DERIVAZIONI

Tutte le derivazioni e le giunzioni dei cavi saranno effettuate entro apposite cassette di derivazione di caratteristiche congruenti al tipo di canalizzazione impiegata. Negli impianti saranno pertanto utilizzate:

- cassette da incasso in materiale isolante autoestinguente (resistente fino 650°C alla prova a filo incandescente CEI 23-19), con Marchio di Qualità, in esecuzione IP40, posate ad incasso nelle pareti;
- cassette da esterno in pressofusione di alluminio, con Marchio di Qualità, in esecuzione IP55, posate in vista a parete/soffitto.

Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo. Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati a 500 V.

Per quanto riguarda lo smistamento e la possibilità di ispezionare le tubazioni interrato, verranno impiegati pozzetti prefabbricati in cemento vibrato o (in casi particolari) in muratura di mattoni pieni o in cemento armato. I chiusini saranno carrabili (ove previsto) costituiti dai seguenti materiali:

- cemento, per aree verdi o comunque non soggette a traffico veicolare;
- ghisa classe D400, per carreggiate stradali;

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo, in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una mutua distanza non superiore a 25 m.

16. IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra della centrale fotovoltaica sarà realizzato in conformità alle norme CEI 11-37, CEI 64-8, CEI 0-16 e CEI EN 50522 per impianti connessi a reti MT a 20 kV.

16.1 Configurazione generale

L'impianto di terra sarà unico per l'intero parco fotovoltaico e sarà costituito da:

- Dispensore orizzontale principale in corda di rame nudo da 95 mm², interrato a circa 0,80 m dal piano campagna (1,20 m in prossimità del perimetro);
- Anelli equipotenziali locali nelle cabine in corda di rame nudo da 50 mm²;
- Collegamenti alle strutture tracker mediante corda in rame nudo da 35 mm²;
- Dispensori verticali (picchetti) in acciaio zincato da 1,5 m installati in pozzetti ispezionabili;
- Collegamento equipotenziale delle carpenterie metalliche, cabine prefabbricate, recinzioni e cancelli.

Le reti elettrosaldate annegate nei pavimenti delle cabine prefabbricate faranno parte integrante del sistema disperdente, garantendo l'equipotenzialità interna dei locali tecnici.

16.2 Sistema MT e criteri di coordinamento

La rete MT interna al campo fotovoltaico sarà esercita a 20 kV.

Il coordinamento dell'impianto di terra è stato effettuato considerando:

Corrente di guasto monofase a terra fornita dal Distributore (valore cautelativo di progetto assunto:

$$I_{(g)} = 300 \text{ A});$$

Tempo massimo di eliminazione del guasto: $t = 0,5 \text{ s}$, in accordo con prescrizioni CEI 0-16 per reti MT.

Il sistema di distribuzione interno è configurato in modo tale da garantire il coordinamento tra protezioni e impianto di terra, assicurando il rispetto delle tensioni limite ammissibili.

16.3 Resistenza di terra di progetto

Il valore obiettivo della resistenza di terra globale dell'impianto è:

$$R_t \leq 10 \Omega$$

Tale valore consente di mantenere la tensione totale di terra (EPR) entro limiti compatibili con le tensioni di contatto e passo ammissibili.

Verifica cautelativa:

C080 Ariano Polesine - T03 Rel 0.0 - Relazione Specialistica FV e Rete Terra

$$EPR = I(g) \times R_t$$

$$EPR = 300 \text{ A} \times 10 \text{ } \Omega = 3000 \text{ V}$$

Il valore sarà ulteriormente ridotto grazie alla distribuzione estesa della maglia disperdente sull'intera superficie del lotto ($\approx 27,5$ ha), che consente una significativa riduzione del gradiente di potenziale superficiale.

Il valore definitivo di R_t sarà verificato mediante misura strumentale prima della messa in esercizio, ai sensi del DPR 462/2001.

16.4 Verifica tensioni di passo e contatto

La verifica delle tensioni di passo e contatto è stata effettuata secondo:

- CEI 11-37
- CEI EN 50522
- CEI 64-8 (per parti BT)

Tensione limite di contatto ammissibile (condizioni cautelative):

$U_t \leq 100 \text{ V}$ (per $t = 0,5 \text{ s}$, ambiente ordinario)

La configurazione a maglia diffusa con dispersori verticali e corda perimetrale garantisce:

- Riduzione del gradiente di potenziale
- Distribuzione uniforme della corrente di guasto
- Equipotenzialità dei locali tecnici

Le cabine sono inoltre dotate di:

- Pavimentazione in calcestruzzo
- Strato di ghiaia esterno ad elevata resistività
- Collegamento equipotenziale delle masse

Tali misure riducono ulteriormente il rischio di tensioni di passo e contatto pericolose.

16.5 Collegamenti equipotenziali

Saranno direttamente collegati all'impianto di terra:

- Strutture di sostegno moduli (tracker)
- Carpenterie cabine MT/BT
- Quadri elettrici
- Recinzione metallica perimetrale
- Cancelli di accesso
- Carpenterie di sostegno apparecchiature

Tutti i conduttori di protezione saranno identificati con guaina giallo-verde, conformemente a CEI 64-8.

16.6 Verifiche prima della messa in esercizio

Prima dell'entrata in servizio dell'impianto saranno effettuate:

- Misura della resistenza globale di terra
- Verifica continuità dei conduttori di protezione
- Verifica coordinamento protezioni MT
- Dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/2008
- Verifica ai sensi del DPR 462/2001

17. PROTEZIONI DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni, gli inverter sono muniti di scaricatori di sovratensione di tipo II. In caso di sovratensioni gli scaricatori provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

18. QUALITÀ DEI MATERIALI

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

Tutti i materiali/componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

19. PRODUCIBILITÀ DEL SITO

La stima del potenziale energetico da fonte solare - fotovoltaica è generalmente un esercizio piuttosto complicato qualora siano presenti fonti di ombreggiamento vicine e/o da orizzonte; vista l'ubicazione

dell'intervento (aperta campagna) e l'orografia del territorio (per lo più pianeggiante), è possibile ipotizzare l'assenza di fenomeni di ombreggiamento.

La disponibilità di "sole" costituisce il fattore determinante per la sostenibilità economica, energetica ed ambientale di un parco fotovoltaico, e può essere valutata, su un intervento di larga scala come quello in oggetto, sulla base dei dati di irraggiamento disponibili sul portale del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

La producibilità di energia elettrica stimata al primo anno per il parco fotovoltaico in oggetto, di potenza attiva nominale pari a 17919,09 kWp, ha un valore prossimo a 30.68 GWh/anno, con una producibilità unitaria di 1712 kWh/kWp/anno e indice di rendimento di 94.00%.

Si riportano i dettagli nell'Allegato VI – Producibilità del sito.

20. ALLEGATI

| | |
|-----------------------|----------------------------|
| Allegato I | Terminologia |
| Allegato II | Normativa di riferimento |
| Allegato III | Caratteristiche pannelli |
| Allegato IV | Caratteristiche inverter |
| Allegato V | Producibilità impianto FV |
| Elaborato grafico T06 | Layout generale impianto |
| Elaborato grafico T10 | Schema elettrico unifilare |

Padova, 03.02.2026

Il Progettista

Ing. Leopoldo Franceschini

Allegato I – Terminologia

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini ricorrenti nel campo dell'installazione di generatori fotovoltaici a costituire sistemi elettrici di generazione di potenza destinati ad essere connessi alla rete elettrica.

- **Angolo di azimut:** angolo esistente tra la normale al piano di captazione solare (modulo fotovoltaico) e il piano del meridiano terrestre che interseca il piano di captazione in un punto centrale. L'angolo è positivo per orientamenti verso Est, negativo per orientamenti verso Ovest.
- **Angolo di inclinazione:** angolo formato dal modulo fotovoltaico con l'orizzontale (piano tangente alla superficie terrestre in quel punto). L'angolo è positivo per inclinazioni rivolte verso l'equatore, negativo per inclinazioni rivolte verso il polo.
- **Blocco o sottocampo o sub campo fotovoltaico:** una o più stringhe fotovoltaiche associate e distinte in base a determinate caratteristiche, così come può essere l'occupazione geometrica del suolo, oppure le cui stringhe sono interconnesse elettricamente per dare la potenza nominale al sistema di condizionamento della potenza (PCS).
- **Campo fotovoltaico:** l'insieme di tutti i blocchi o sottocampi che costituiscono l'impianto fotovoltaico.
- **Cella fotovoltaica:** dispositivo base allo stato solido che converte la radiazione solare direttamente in elettricità a corrente continua.
- **Condizioni Standard:** condizioni in cui l'irraggiamento della radiazione solare è pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C.
- **Convertitore statico c.c./c.a.:** apparecchiatura che rende possibile la conversione ed il trasferimento della potenza da una rete in corrente continua alla rete in corrente alternata. È denominato pure invertitore statico (inverter).
- **Impianto fotovoltaico connesso alla rete:** sistema di produzione dell'energia elettrica costituito da un insieme di componenti ed apparecchiature destinate a convertire l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica da consegnare alla rete di distribuzione in corrente alternata monofase o trifase.

I componenti fondamentali dell'impianto sono:

- il generatore fotovoltaico vero e proprio, costituito dal campo fotovoltaico;
- il Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS).

- **Modulo fotovoltaico:** insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente e sigillate meccanicamente dal costruttore in un'unica struttura (tipo piatto piano), o ricevitore ed ottica (tipo a concentrazione). Costituisce l'unità minima singolarmente maneggiabile e rimpiazzabile.
- **Potenza di picco:** è la potenza espressa in Wp (watt di picco), erogata nel punto di massima potenza nelle condizioni standard dal componente o sottosistema fotovoltaico.
- **Quadro di campo:** o anche di parallelo stringhe, è un quadro elettrico in cui sono convogliate le terminazioni di più stringhe per il loro collegamento in parallelo. In esso vengono installati anche dispositivi di sezionamento e protezione.
- **Quadro di consegna:** o anche d'interfaccia è un quadro elettrico in cui viene effettuato il collegamento elettrico del gruppo di conversione statica in parallelo alla rete elettrica in bassa tensione. Esso contiene apparecchiature per sezionamento, interruzione, protezione e misura.
- **Rete pubblica in bassa tensione (BT):** rete di distribuzione dedicata alla distribuzione pubblica in corrente alternata, di tipo monofase o trifase, con tensione nominale da oltre 50 V fino a 1000 V.
- **Sistema di Condizionamento della Potenza (PCS):** è costituito da un componente principale, il convertitore statico c.c./c.a. (inverter), e da un insieme di apparecchiature di comando, misura, controllo e protezione affinché l'energia venga trasferita alla rete con i necessari requisiti di qualità ed in condizioni di sicurezza sia per gli impianti che per le persone.
- **Società Elettrica:** soggetto titolare della gestione ed esercizio della rete BT di distribuzione dell'energia elettrica agli utenti.
- **Stringa:** un insieme di moduli connessi elettricamente in serie per raggiungere la tensione di utilizzo idonea per il sistema di condizionamento della potenza (PCS). I moduli a costituire la stringa possono far parte di diverse schiere.
- **Box di Stringa:** quadro di campo che monitora le correnti di stringa e diagnostica tempestivamente eventuali anomalie.
- **Inverter centralizzato:** Gli inverter centralizzati sono comunemente impiegati in grandi impianti fotovoltaici per la loro semplicità e praticità. In questo tipo di configurazione, i moduli fotovoltaici sono collegati in serie per formare stringhe con tensione a circuito aperto fino a 1.000 V.
- **Utente:** persona fisica o giuridica che usufruisce del servizio di fornitura dell'energia elettrica. Tale servizio è regolato da un contratto di fornitura stipulato con la Società elettrica.

Allegato II - Normativa di riferimento

NORME TECNICHE RILEVANTI AI FINI DELL'ART. 4, COMMA 1 DEL DECRETO ATTUATIVO DEL MINISTERO DELLE ATTIVITA' PRODUTTIVE DEL 28/7/2005, PUBBLICATO SULLA GAZZETTA UFFICIALE DEL 5/8/2005
CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria; CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente; CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori; CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V; CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato; CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici; CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;

UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712:

Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Allegato III - Caratteristiche Pannelli

Mono Multi Solutions

Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

665W

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



High power up to 665W

- 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

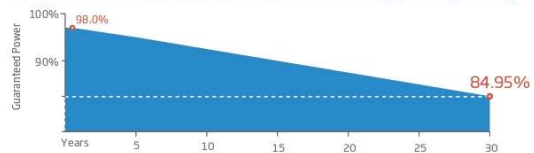
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive 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
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

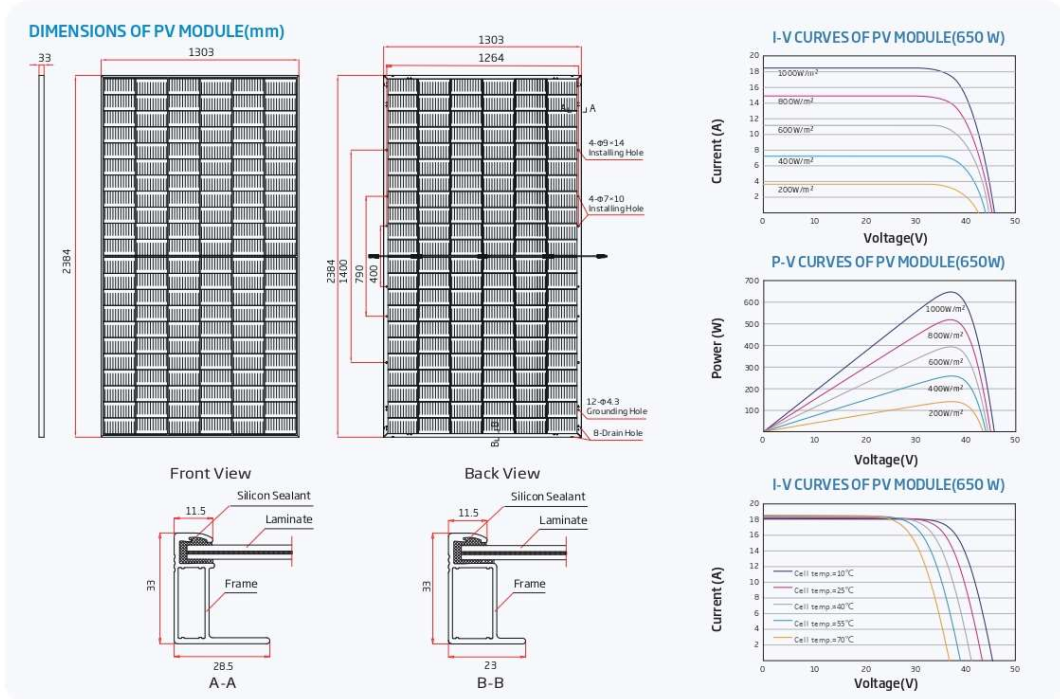
Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System

Vertex BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

ELECTRICAL DATA (STC)

| Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)* | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 |
|--------------------------------------|-------|-------|--------|-------|-------|
| Power Tolerance- P_{MAX} (W) | | | 0 ~ +5 | | |
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 17.23 | 17.27 | 17.31 | 17.35 | 17.39 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 45.3 | 45.5 | 45.7 | 45.9 | 46.1 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 18.31 | 18.35 | 18.40 | 18.45 | 18.50 |
| Module Efficiency- η (%) | 20.8 | 20.9 | 21.1 | 21.2 | 21.4 |

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

| Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp) | 690 | 696 | 701 | 706 | 712 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 18.44 | 18.48 | 18.52 | 18.56 | 18.60 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 45.3 | 45.5 | 45.7 | 45.9 | 46.1 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 19.59 | 19.63 | 19.69 | 19.74 | 19.79 |
| Irradiance ratio (rear/front) | | | 10% | | |

Power Bifaciality:70~9%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

| Maximum Power- P_{MAX} (Wp) | 488 | 492 | 495 | 499 | 504 |
|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V) | 34.9 | 35.1 | 35.2 | 35.4 | 35.6 |
| Maximum Power Current- I_{MPP} (A) | 13.98 | 14.01 | 14.05 | 14.10 | 14.16 |
| Open Circuit Voltage- V_{OC} (V) | 42.7 | 42.9 | 43.0 | 43.2 | 43.4 |
| Short Circuit Current- I_{SC} (A) | 14.75 | 14.79 | 14.83 | 14.87 | 14.91 |

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

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|---|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 132 cells |
| Module Dimensions | 2384 × 1303 × 33 mm (93.86 × 51.30 × 1.30 inches) |
| Weight | 38.3 kg (84.4 lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, ARC Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | POE/EVA |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |
| Frame | 33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 Rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EVO2 / 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 | 35A |

WARRANTY

| |
|--------------------------------------|
| 12 year Product Workmanship Warranty |
| 30 year Power Warranty |
| 2% first year degradation |
| 0.45% Annual Power Attenuation |

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

| |
|---------------------------------------|
| Modules per box: 33 pieces |
| Modules per 40' container: 594 pieces |

Allegato IV – Caratteristiche Inverter

MV POWER STATION
2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2



Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 20-foot skid

Flexible

- One design for the whole world
- DC-Coupling Ready
- Numerous options

MV POWER STATION 2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2

Turnkey Solution for PV Power Plants and large-scale storage systems

With the power of the new robust central inverters, the Sunny Central UP or Sunny Central Storage UP, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. Being the ideal choice for the new generation of PV power plants operating at 1500 VDC, the integrated system solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk. The MV Power Station is prepared for DC coupling.

MV POWER STATION

2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2

| Technical Data | MVPS 2660-S2 | MVPS 2800-S2 |
|--|---|--|
| Input (DC) | | |
| Available inverters | 1 x SC 2660 UP / 1 x SCS 2300 UP-XT | 1 x SC 2800 UP / 1 x SCS 2400 UP-XT |
| Max. input voltage | 1500 V | 1500 V |
| Number of DC inputs | dependent on the selected inverters | |
| Integrated zone monitoring | o | |
| Available DC fuse sizes (per input) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Output (AC) on the medium-voltage side | | |
| Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2667 kVA / 2400 kVA | 2800 kVA / 2520 kVA |
| Charging power at SCS UP-XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2390 kVA / 2000 kVA | 2515 kVA / 2100 kVA |
| Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2665 kVA / 2270 kVA | 2800 kVA / 2380 kVA |
| Typical nominal AC voltages | 10 kV to 35 kV | 10 kV to 35 kV |
| AC power frequency | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / o / o | ● / o / o |
| Transformer cooling methods | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / o / o | ● / o / o |
| Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / o / o | ● / o / o |
| Max. total harmonic distortion | < 3% | |
| Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power) | o | |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable | 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | |
| Inverter efficiency | | |
| Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾ | 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 | Medium-voltage vacuum circuit breaker | |
| DC overvoltage protection | Surge arrester type I | |
| Galvanic isolation | ● | |
| Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| General Data | | |
| Dimensions (W / H / D) | 6058 mm / 2896 mm / 2438 mm | |
| Weight | < 18 t | |
| Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾ | < 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW | |
| Self-consumption (stand-by) ¹⁾ | < 370 W | |
| Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C | ● / o / o | |
| Degree of protection according to IEC 60529 | Control rooms IP23D, inverter electronics IP54 | |
| Environment: standard / harsh | ● / o | |
| Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4) | ● / o | |
| Maximum permissible value for relative humidity | 95% (for 2 months/year) | |
| Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m | ● / o | |
| Fresh air consumption of inverter | 6500 m ³ /h | |
| Features | | |
| DC terminal | Terminal lug | |
| AC connection | Outer-cone angle plug | |
| Tap changer for MV-transformer: without / with | ● / o | |
| Shield winding for MV-Transformer: without / with | ● / o | |
| Monitoring package | o | |
| Station enclosure color | RAL 7004 | |
| Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / o / o / o / o / o / o | |
| Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders | ● / o / o | |
| 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200 | ● / o / o | |
| Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s) | ● / o / o | |
| Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring | ● / o / o / o / o | |
| Integrated oil containment: without / with | ● / o | |
| Industry standards (for other standards see the inverter datasheet) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate | |
| ● Standard features o Optional features – Not available | | |
| Type designation | MVPS-2660-S2 | MVPS-2800-S2 |

- 1) Data based on inverter. Further details can be found in the data sheet of the inverter.
 2) KNAN = Ester with natural air cooling
 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

| Technical Data | MVPS 2930-S2 | MVPS 3060-S2 |
|--|---|--|
| Input (DC) | | |
| Available inverters | 1 x SC 2930 UP / 1 x SCS 2530 UP-XT | 1 x SC 3060 UP / 1 x SCS 2630 UP-XT |
| Max. input voltage | 1500 V | 1500 V |
| Number of DC inputs | dependent on the selected inverters | |
| Integrated zone monitoring | ○ | |
| Available DC fuse sizes (per input) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Output (AC) on the medium-voltage side | | |
| Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2933 kVA / 2640 kVA | 3067 kVA / 2760 kVA |
| Charging power at SCS UP-XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2635 kVA / 2200 kVA | 2750 kVA / 2300 kVA |
| Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2930 kVA / 2495 kVA | 3065 kVA / 2605 kVA |
| Typical nominal AC voltages | 10 kV to 35 kV | 10 kV to 35 kV |
| AC power frequency | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer cooling methods | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Max. total harmonic distortion | < 3% | |
| Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power) | ○ | |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable | 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | |
| Inverter efficiency | | |
| Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾ | 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 | Medium-voltage vacuum circuit breaker | |
| DC overvoltage protection | Surge arrester type I | |
| Galvanic isolation | ● | |
| Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| General Data | | |
| Dimensions (W / H / D) | 6058 mm / 2896 mm / 2438 mm | |
| Weight | < 18 t | |
| Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾ | < 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW | |
| Self-consumption (stand-by) ¹⁾ | < 370 W | |
| Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C | ● / ○ / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60529 | Control rooms IP23D, inverter electronics IP54 | |
| Environment: standard / harsh | ● / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4) | ● / ○ | |
| Maximum permissible value for relative humidity | 95% (for 2 months/year) | |
| Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m | ● / ○ | |
| Fresh air consumption of inverter | 6500 m ³ /h | |
| Features | | |
| DC terminal | Terminal lug | |
| AC connection | Outer-cone angle plug | |
| Tap changer for MV-transformer: without / with | ● / ○ | |
| Shield winding for MV-Transformer: without / with | ● / ○ | |
| Monitoring package | ○ | |
| Station enclosure color | RAL 7004 | |
| Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders | ● / ○ / ○ | |
| 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200 | ● / ○ / ○ | |
| Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s) | ● / ○ / ○ | |
| Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Integrated oil containment: without / with | ● / ○ | |
| Industry standards (for other standards see the inverter datasheet) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate | |
| ● Standard features ○ Optional features – Not available | | |
| Type designation | MVPS-2930-S2 | MVPS-3060-S2 |

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



Sunny Central UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 200% 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 with DC-coupled battery-storage system and charging from the AC utility as an option

Easy to Use

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

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 |
|---|--|--------------------------|
| DC side | | |
| 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 $I_{DC_{nom}}$ / 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 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 $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C) | 2667 kVA / 2400 kVA | 2800 kVA / 2520 kVA |
| Nominal AC active power at $\cos \phi = 0.8$ (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 ¹⁾ | 600 V / 480 V to 720 V | 630 V / 504 V to 756 V |
| AC power frequency / range | 50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz | |
| Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾ | > 2 | |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹⁰⁾ | 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | |
| Efficiency | | |
| Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾ | 98.8% / 98.6% / 98.4% | 98.8% / 98.6% / 98.4% |
| 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 | < 3400 kg / < 7500 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⁾ | 63.0 dB(A) | |
| Temperature range (standby) | -40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F | |
| Temperature range (storage) | -40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F | |
| Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing) | 95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95% | |
| Maximum operating altitude above MSL ⁹⁾ 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, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08 | |
| EMC standards | IEC 55011, FCC Part 15 Class A | |
| Quality standards and directives complied with | VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001 | |
| ● Standard features ○ Optional – not available | | |
| Type designation | SC 2660 UP | SC 2800 UP |

| Technical Data | Sunny Central 2930 UP | Sunny Central 3060 UP |
|---|--|---------------------------|
| DC side | | |
| MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C) | 962 V to 1325 V / 1100 V | 1003 V 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 $I_{DC, max}$ / 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 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 35 °C / at 50 °C) | 2933 kVA / 2640 kVA | 3067 kVA / 2760 kVA |
| Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C) | 2346 kW / 2112 kW | 2454 kW / 2208 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 ¹⁾ | 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 | |
| Min. short-circuit ratio at the AC terminals ²⁾ | > 2 | |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ³⁾ | ● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | |
| Efficiency | | |
| Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾ | 98.9% / 98.7% / 98.5% | 98.9% / 98.7% / 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 | < 3400 kg / < 7500 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 ⁶⁾ | -25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F | |
| Noise emission ⁷⁾ | 63.0 dB(A) | |
| Temperature range (standby) | -40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F | |
| Temperature range (storage) | -40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F | |
| Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing) | 95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95% | |
| Maximum operating altitude above MSL 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, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08 | |
| EMC standards | IEC 55011, FCC Part 15 Class A | |
| Quality standards and directives complied with | VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001 | |
| ● Standard features ○ Optional – not available | | |
| Type designation | SC 2930 UP | SC 3060 UP |

1) At grid voltage lower than nominal AC voltage, the 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

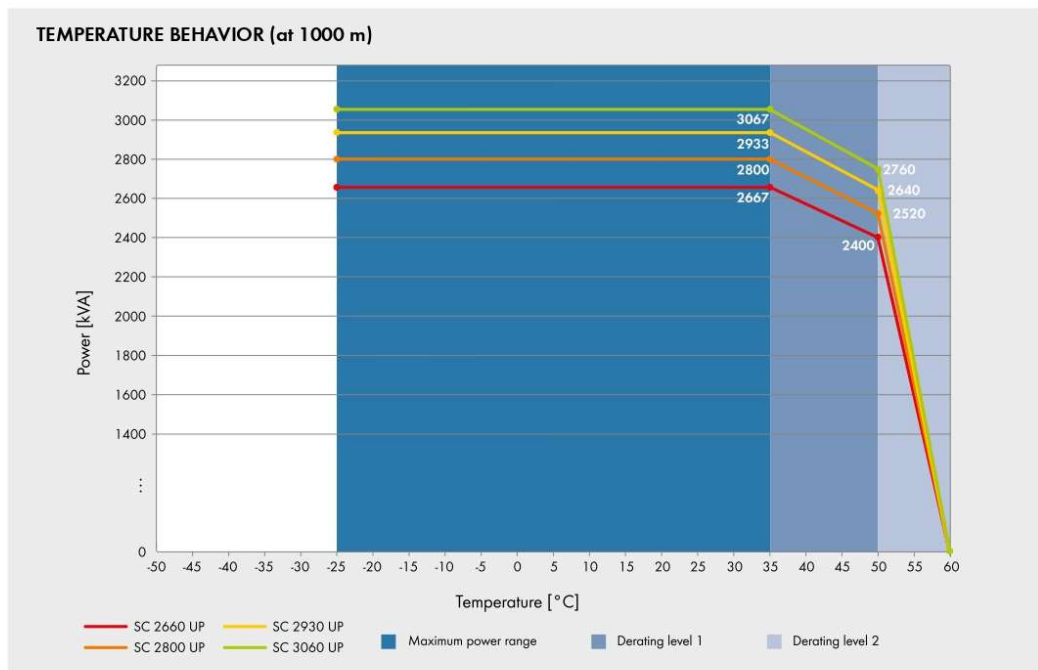
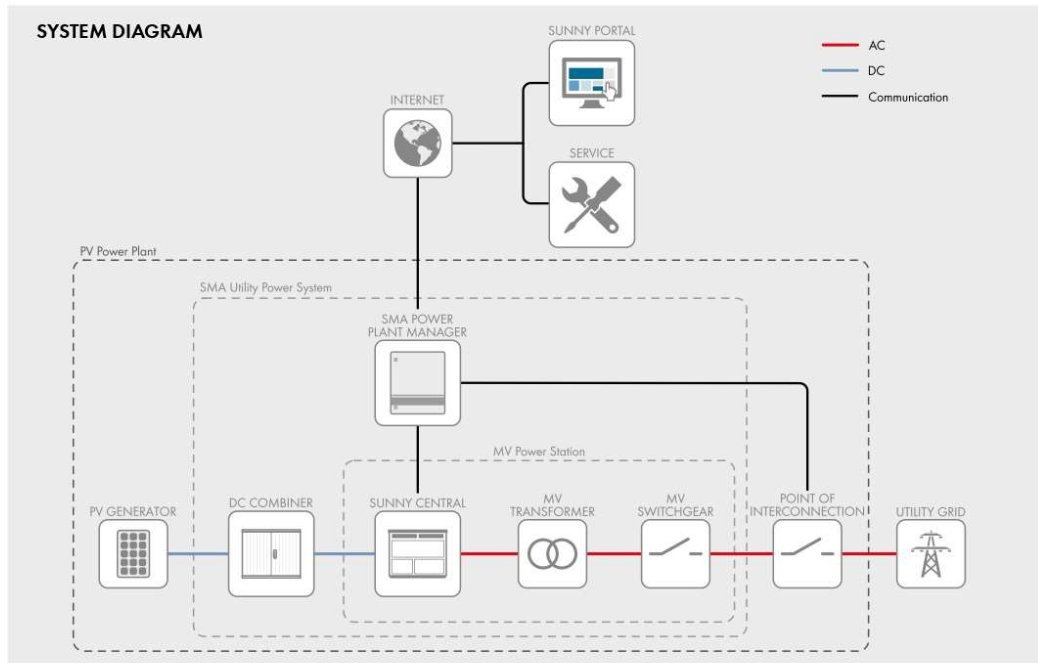
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from

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



Per una valutazione completa e attendibile delle prestazioni energetiche dell’impianto, comprensiva delle ipotesi di calcolo, dei parametri meteorologici adottati, delle perdite di sistema e dell’analisi del rendimento (Performance Ratio), si rimanda alla documentazione specialistica **“T13 rel. 1.0 – Producibilità Impianto”**, nella quale sono riportati in modo dettagliato i criteri metodologici e i risultati delle simulazioni energetiche.