

02	Progetto Definitivo			02/02/2024	BLL
01	Progetto Definitivo			19/07/2023	SRT
Voltaia Italia S.r.l. Viale Montenero, 32 Milano (MI) - 20135 - Italia		Tel. +39 02 89095269 info.italia@voltaia.com www.voltaia.it			
DISEGNATO: SRT-BLL		CONTROLLATO: VCC			
SCALA:	DATA: 02/02/2024	FOGLIO: 001/044	FORMATO A4	IL PRESENTE DOCUMENTO E' DI NOSTRA PROPRIETA' E NON PUO' ESSERE RIPRODOTTO O INVIATO SENZA LA NOSTRA AUTORIZZAZIONE.	
PROGETTO:	COMUNE DI CERIGNOLA (FG) Progetto definitivo di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare con potenza installata di 41,75 MW ed immessa in rete di 35 MW, da realizzarsi nel Comune di Cerignola (FG), località Santa Maria La Scala snc			02	
TITOLO:	RELAZIONE TECNICA			Documento N. DEV-PLN-009-02-IT-S-CEO01-IT	

Sommario

1.	PREMESSA	2
2.	SOGGETTO PROPONENTE.....	2
3.	MOTIVAZIONI DELL'INIZIATIVA	3
4.	NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	4
4.1	CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE	4
4.2	SICUREZZA ELETTRICA.....	5
4.3	FOTOVOLTAICO	5
4.4	QUADRI ELETTRICI	6
4.5	RETE ELETTRICA ED ALLACCIAMENTI DEGLI IMPIANTI.....	6
4.6	CAVI, CAVIDOTTI ED ACCESSORI	7
4.7	CONVERSIONE DELLA POTENZA.....	8
4.8	SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI.....	8
4.9	DISPOSITIVI DI POTENZA	9
4.10	COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA.....	9
4.11	ENERGIA SOLARE	9
4.12	ALTRI DOCUMENTI	10
4.13	NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA – CAMPI ELETTROMAGNETICI.....	10
5.	DEFINIZIONI	11
6.	LOCALIZZAZIONE	11
6.1	INQUADRAMENTO URBANISTICO E VINCOLISTICA	13
7.	DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA.....	14
8.	DESCRIZIONE DI PRINCIPALI COMPONENTI.....	16
8.1	MODULI FOTOVOLTAICI	16
8.2	TRACKER	17
8.3	GRUPPI DI CONVERSIONE/TRASFORMAZIONE	19
8.3.1	INVERTER.....	21
8.3.2	TRASFORMATORE	27
8.3.3	MV SWITCHGEAR.....	28
8.4	QUADRO DI PARALLELO STRINGHE	29
8.5	CAVI.....	29
9.	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE	29
9.1	DISPOSITIVO DEL GENERATORE DDG.....	30
9.2	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DDI.....	30
9.3	DISPOSITIVO GENERALE DG.....	30
10.	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	30
10.1	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	31
10.2	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	31
10.3	ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE	32
10.4	SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO.....	32
11.	CONNESSIONE ALLA RTN	33
12.	PRODUCIBILITA' ED EMISSIONI EVITATE	35

1. PREMESSA

La presente relazione descrive un impianto fotovoltaico avente potenza nominale pari a 41.756,52kWp e 35.000kW in immissione per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile ubicato a Cerignola (FG).

2. SOGGETTO PROPONENTE

Titolare dell'iniziativa è Voltalia Italia srl; fondata nel 2005, è una compagnia internazionale operante nel settore delle energie rinnovabili, quotata all'Euronext di Parigi dal 2014; essa è produttore di energia e fornitore di servizi nella produzione di energia rinnovabile da solare, eolico, idroelettrico e biomassa, combinando anche soluzioni di storage.

Come Gruppo Industriale integrato, Voltalia ha sviluppato un'importante esperienza attraverso la catena di valore di progetti ad energia rinnovabile: sviluppo e finanziamento di progetti, EPC e Operation & Maintenance.

Il Gruppo fornisce servizi ai clienti di tutto il mondo; nello specifico essa attualmente opera in diversi continenti (Europa, Africa e America), in 20 paesi, tra cui Italia dove oramai è presente da anni ed ha più di 1500 dipendenti.

Inoltre, ha impianti operativi o in costruzione per più di 2,6 GW di energia da fonti rinnovabili. Ha prodotto e venduto 3,7 TWh nel 2022 in tutto il mondo, utilizzando le proprie risorse. La società finora ha dato un positivo contributo agli SDGs (Obiettivi di sviluppo sostenibile), espandendo ogni anno la capacità di energie rinnovabili, costruendo nuovi impianti in siti isolati, con la riqualificazione delle risorse locali e processi di economia circolare, evitando che fossero emesse 1.436.000 tonnellate di CO₂ nel solo 2022, aumentando la consapevolezza sui cambiamenti climatici in Francia e in Brasile, fornendo energia elettrica a 4,8 milioni di persone, riducendo l'esclusione dall'accesso di fornitura di energia sia economicamente sia socialmente. Voltalia, con la sua capacità operativa ed il proprio portafoglio di progetti in fase di sviluppo, rappresenta un diretto investitore reale che non attinge a finanziamenti pubblici, così da non gravare sulle casse della Comunità Europea nonché su quelle dello Stato.

Si ritiene pertanto che la compatibilità dell'intervento trovi il suo punto di forza proprio nel fatto che la realizzazione dell'impianto avviene realmente introducendo nell'economia regionale siciliana capitali privati e contestualmente creando occupazione, soprattutto a livello locale.

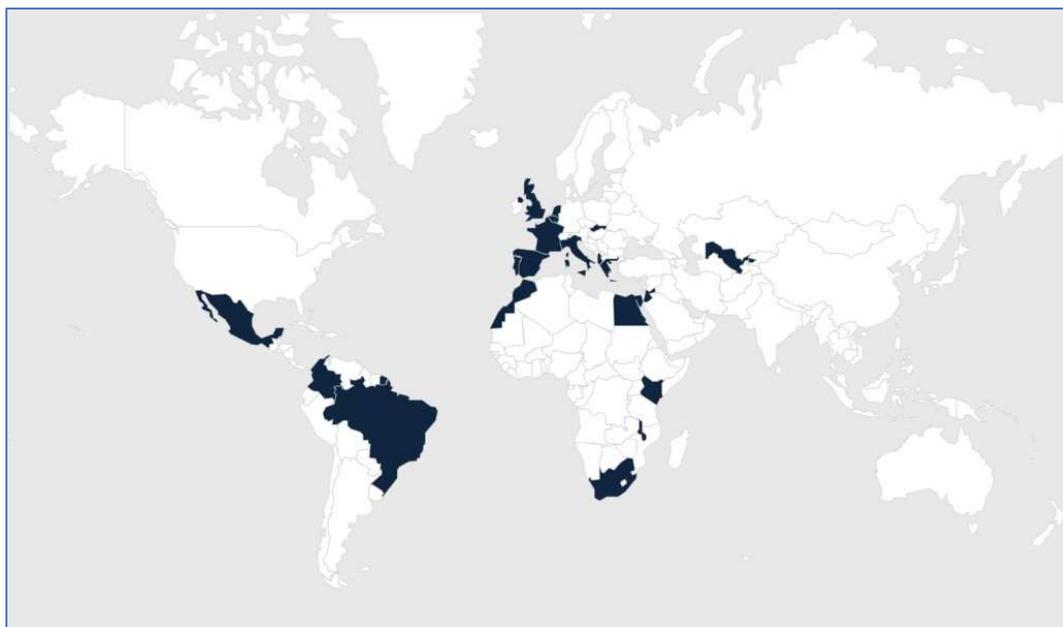


Fig. 01_Presenza di Voltalia nel mondo

3. MOTIVAZIONI DELL'INIZIATIVA

Purtroppo ancora oggi il problema delle emissioni di CO₂ e di altre sostanze inquinanti nell'atmosfera a causa dell'utilizzo delle fonti energetiche tradizionali, continua a destare preoccupazione a livello mondiale; il ricorso alle fonti rinnovabili rappresenta sicuramente un valido strumento per contrastare tale problema; fondamentale a tal riguardo è lo sfruttamento dell'energia solare sia per l'illimitata disponibilità della risorsa naturale che la genera sia per il suo modesto impatto ambientale, generalmente circoscritto al riciclaggio delle sole componenti tecnologiche.

Lo sviluppo del presente progetto s'inserisce perfettamente in quest'ottica; nel quadro delle iniziative energetiche a livello locale, nazionale e comunitario, esso potrà apportare un significativo contributo al raggiungimento degli obiettivi volti a promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili e finalizzati a:

- limitare le emissioni inquinanti ed a effetto serra (in termini di CO₂ equivalenti) in linea col protocollo di Kyoto e con le decisioni del Consiglio d'Europa;
- rafforzare la sicurezza per l'approvvigionamento energetico, in accordo alla Strategia Comunitaria "Europa 2020" così come recepita dal Piano Energetico Nazionale (PEN);
- promuovere le fonti energetiche rinnovabili in accordo con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, recentemente aggiornata nel novembre 2017;

Al fine di ottenere i massimi vantaggi possibili, sia in termini economici che di impatto ambientale, gli impianti sono progettati per essere realizzati con materiali di eccellente qualità, in grado di ottenere elevate prestazioni, minimi ingombri, riciclabilità dei componenti, durata illimitata, bassi costi di gestione e manutenzione. In quest'ottica i moduli da utilizzare saranno in silicio monocristallino ad alta efficienza, le strutture di sostegno in materiale resiliente nel tempo e, inoltre, gli impianti dovranno essere divisi in più sottocampi, associati a più gruppi di conversione in modo tale da permettere un buon equilibrio tra ingombri, efficienza, continuità del servizio e possibilità di monitoraggio delle singole parti dell'impianto.

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono: la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte (dovute all'assenza di parti in movimento o alla semplicità di esse), la semplicità d'utilizzo, e un impatto ambientale estremamente basso. L'unico vero impatto ambientale durante la fase di esercizio è rappresentato dall'occupazione di superficie.

Gli impianti fotovoltaici sono inoltre esenti da vibrazioni ed emissioni sonore e, se ben integrati, non deturpano l'ambiente ma consentono di riutilizzare e recuperare superfici e spazi altrimenti inutilizzati. Il progetto si inserisce nel quadro degli interventi finalizzati alla riduzione dell'inquinamento atmosferico e al risparmio energetico.

Dalla realizzazione del progetto deriveranno benefici di tipo energetico, ambientale e socioeconomico, così brevemente riassunti:

- miglioramento della situazione ambientale;
- abbattimento delle emissioni inquinanti e risparmio di combustibili fossili;
- bassi costi di esercizio e manutenzione;
- nessun inquinamento acustico;
- miglioramento dell'efficienza economica attraverso il contenimento dei costi energetici, per il tempo di vita dell'impianto, stimato in 30 anni;
- possibilità di sviluppo di impiego nel settore degli installatori e manutentori a scala locale.
-

4. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

4.1 CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE

- CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici";
- CEI EN 60445: "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico".

4.2 SICUREZZA ELETTRICA

- 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”.
- 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 64-12: “Guida per l’esecuzione dell’impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”.
- CEI 64-14: “Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori”.
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”.
- CEI 64-57: “Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita”.
- CEI EN 61140: "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

4.3 FOTOVOLTAICO

- CEI EN 60891 (82-5) “Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento”.
- CEI EN 60904-1 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione”.
- CEI EN 60904-2 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento”.
- CEI EN 60904-3 (82-3) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”.
- CEI EN 61173 (82-4) “Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida”.
- CEI EN 61215 (82-8) “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo”.
- CEI EN 61277 (82-17) “Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida”.
- CEI EN 61345 (82-14) “Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV)”.

- CEI EN 61701 (82-18) “Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61724 (82-15) “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”.
- CEI EN 61727 (82-9) “Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete”.
- CEI EN 61730-1 (82-27) “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione”.
- CEI EN 61730-2 “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61829 (82-16) “Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V”.
- CEI EN 62093 (82-24) “Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”.

4.4 QUADRI ELETTRICI

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”.
- CEI EN 60439-3 (17-13/3) “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”.
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”.

4.5 RETE ELETTRICA ED ALLACCIAMENTI DEGLI IMPIANTI

- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI EN 61936-1 (99-2) “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI EN 50110-1 (11-48) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 (8-9) “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2011)”.

4.6 CAVI, CAVIDOTTI ED ACCESSORI

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.
- CEI 20-19/13 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”.
- CEI 20-19/14 “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”.
- CEI 20-19/16 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”.
- CEI 20-20/1 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-20/3 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/4 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/5 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 5: Cavi flessibili”.
- CEI 20-20/9 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”.
- CEI 20-20/12 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”.

- CEI 20-20/14 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”.
- CEI-UNEL 35024-1 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”.
- CEI-UNEL 35026 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa interrata. FASC. 5777”.
- CEI 20-40 “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”.
- CEI 20-67 “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”.
- CEI EN 61386 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche.
- CEI EN 60423 (23-26) “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”.

4.7 CONVERSIONE DELLA POTENZA

- CEI 22-2 “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”.
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”.
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”.

4.8 SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI

- CEI 81-3 “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”.
- CEI 62305-2 “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 62305 “Protezione contro i fulmini”.
- CEI EN 62561-1 (81-24) “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”.
- CEI EN 61643-11 (37-8) “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Principi generali”.

- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”.

4.9 DISPOSITIVI DI POTENZA

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”.
- CEI EN 60947-4-1 (121-12) “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”.

4.10 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA

- CEI EN 61000-6-3 (210-65) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 61000-6-1 (210-64) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione”.
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”.
- CEI EN 61000-3-3 (110-28) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”.

4.11 ENERGIA SOLARE

- UNI 8477 “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”.
- UNI EN ISO 9488 “Energia solare – Vocabolario”.
- UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”.

4.12 ALTRI DOCUMENTI

- UNI/ISO e CNR UNI 10011 “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

4.13 NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA – CAMPI ELETTROMAGNETICI

- Decreto del 29.05.08 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”.
- DM del 29.5.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”, G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”, G.U. 7 marzo 2001, n.55.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 “Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti”, G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”, G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne” (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, “Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”.
- CEI 106-12 2006-05 “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT”.
- CEI 106-11 2006-02 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo”
- CEI 11-17 1997-07 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.

- CEI 211-6 2001-01 “Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell’intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all’esposizione umana”.
- CEI 211-4 1996-12 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.
- CEI 11-60 2000-07 “Portata al limite termico delle linee aeree esterne”.

5. DEFINIZIONI

- Impianto (o Sistema) fotovoltaico Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l’effetto fotovoltaico; esso è composto dall’insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico: potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico l’energia elettrica (espressa in kWh) misurata all’uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore;
- Condizioni nominali: condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti;
- Punto di connessione: punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

6. LOCALIZZAZIONE

Il sito, ove si prevede di realizzare l’impianto fotovoltaico, è localizzato nella regione Puglia, in provincia di Foggia, all’interno del territorio comunale di Cerignola.

Le coordinate geografiche sono le seguenti:

- Latitudine: 41°13'19.85"N
- Longitudine: 15°43'14.69"E
- Altitudine 205 m s.l.m.

Il sito dell’Area è censito presso il catasto terreni del comune di Cerignola:

- Foglio 340, Particelle 114, 115, 202, 205, 112, 113, 127, 201, 204, 207, 209, 291, 23;
- Foglio 338, Particelle 6, 9, 11, 7, 16, 4, 15, 8, 10, 17.

Si riporta di seguito l'immagine satellitare dell'area d'installazione dell'impianto fotovoltaico.



Fig. 02_Area d'impianto su immagine satellitare

Scendendo più nel dettaglio, occorre precisare che il sito fotovoltaico si compone di un unico campo fotovoltaico con una superficie captante complessiva di circa 196.590,64 m².

Come ben evidenziato sugli elaborati grafici di progetto, l'accesso al sito è possibile percorrendo la SP82 che costeggia buona parte dello stesso.

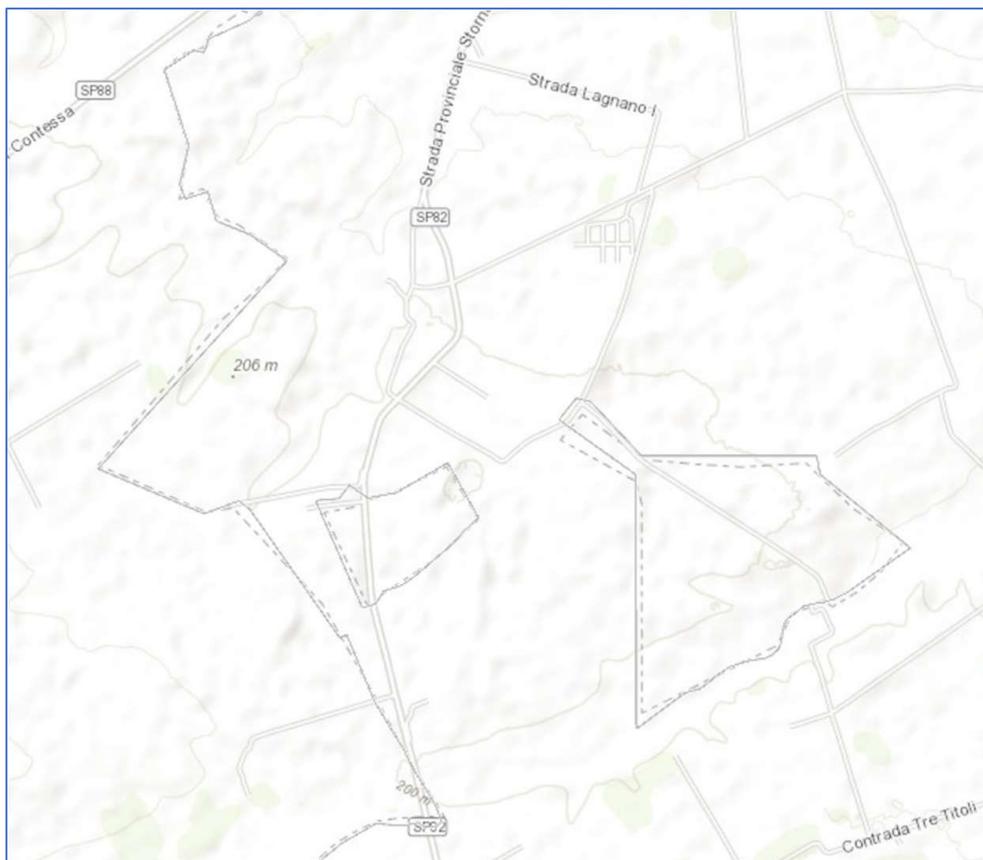


Fig. 03_Accesso al sito fotovoltaico

6.1 INQUADRAMENTO URBANISTICO E VINCOLISTICA

Il sito fotovoltaico in esame, secondo il Piano Regolatore Generale vigente nel comune di Cerignola (FG), ricade in zona “E”, quindi compatibile con la sua installazione.

Per quanto concerne la situazione vincolistica, abbiamo consultato la cartografia relativa al PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale) che verrà meglio definito in seguito.

L’area interessata dall’installazione dei moduli fotovoltaici, non è gravata da vincoli di tipo ambientale e/o paesaggistico; per quanto concerne l’elettrodotto di connessione alla rete, occorre precisare che alcune porzioni dello stesso, ricadono in area vincolata ai sensi del del D. L.g.s. 142/2004; tuttavia la posa dell’elettrodotto in queste aree è compatibile con i sopraccitati vincoli perché esso verrà posato a bordo di strada esistente senza arrecare danno alle aree tutelate, inoltre la scelta progettuale dell’interramento garantirà l’assenza d’intromissione visiva. Riportiamo a seguire uno stralcio della suddetta cartografia con individuati i vincoli ai sensi del D. Lgs 142/2004 art. 142 co 3 – DGR 1503 – 14 e per quanto concerne il PPTR, le componenti geomorfologiche, idrogeologiche, botanico-vegetazionali, Aree protette e Siti naturalistici, Componenti culturali ed insediative, Valori percettivi.

7. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica dove sono previsti l'utilizzo di cabine inverter centralizzate del tipo SMA MVPS di potenze variabile con potenza massima in uscita nominale AC di 4600 kW. Per la realizzazione dei generatori fotovoltaici, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo LONGISolar modello LR5-72HTH-580/M con potenza nominale di 580 Wp formato da 144 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle due seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \times (I / I_{stc})$$

$$P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento in W/mq misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;
- $I_{stc} = 1.000$ W/mq, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Al fine del rispetto delle condizioni sopra descritte l'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato utilizzando moduli fotovoltaici ad elevate prestazioni e gruppi di conversione della corrente continua in alternata ad elevata efficienza.

Al termine dei lavori saranno effettuate tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- Esame a vista per accertare la rispondenza dell'opera e dei componenti alle prescrizioni tecniche e di installazione previste dal progetto definitivo;
- Verifica delle stringhe fotovoltaiche;
- Misura dell'uniformità della tensione a vuoto;
- Misura dell'uniformità della corrente di cortocircuito;
- Misura della resistenza di isolamento dei circuiti tra le due polarità lato Corrente continua e terra e lato alternata tra conduttori e terra;
- Verifica del grado di protezione dei componenti installati;

- Verifica della continuità elettrica del circuito di messa a terra e scaricatori;
- Verifica e controllo tramite battitura dei cavi di collegamento del circuito elettrico di tutto il sistema;
- Isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete).

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica avrà una potenza nominale di 42,24 MWp intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare i generatori fotovoltaici. Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

L'impianto sarà suddiviso in nove sottocampi per ognuno dei quali si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati le cui taglie varieranno in funzione della potenza in DC del singolo sottocampo.

Definito il layout dell'impianto, progettato tenendo conto della superficie utile disponibile, del pitch tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare ai singoli MPPT degli inverter, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

L'impianto fotovoltaico è composto da 9 sottocampi così composti:

Descrizione sottocampo	Numero di stringhe da 26 moduli	Potenza di picco [kWp]	Inverter	
			Modello	Potenza [kVA]
Sottocampo A	215	3242,200	SMA Sunny Central 4600 UP	4600
Sottocampo B	345	5202,600	SMA Sunny Central 4600 UP	4600
Sottocampo C	374	5639,920	SMA Sunny Central 4600 UP	4600
Sottocampo D	342	5157,360	SMA Sunny Central 4000 UP	4600
Sottocampo E	300	4524,000	SMA Sunny Central 4600 UP	4200
Sottocampo F	302	4554,160	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo G	301	4539,080	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
Sottocampo H	284	4282,720	SMA Sunny Central 4000 UP	4000
Sottocampo I	306	4614,480	SMA Sunny Central 4200 UP	4200
TOTALE	2769	41756,520		39200

Di seguito una sintesi dei dati dell'impianto:

- N. 71994 moduli fotovoltaici monocristallini del tipo LONGISolar modello LR5-72HTH-580/M, saranno suddivisi elettricamente in n.2769 stringhe da n. 26 moduli ciascuna;
- 2769 tracker monoassiali N-S capaci di una rotazione pari a 60°;
- Cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500V dc) che dai moduli arrivano al quadro di parallelo stringhe;
- Cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500V dc) che dal quadro parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- 9 cabine inverter centralizzate, di dimensioni complessive 6,056x2,437x2,895m, nelle quali sono integrati gli inverter centralizzati SMA Sunny Central, i trasformatori BT/MT e le apparecchiature in HEPR;
- 1 cabina di parallelo di dimensioni (5,7 m x 4,4 m x 2,438 m)
- 1 cabina di consegna per l'arrivo linea Terna di dimensioni (24 m x 5,4 m x 2,8 m)
- 1 cabina uso "control room".

8. DESCRIZIONE DI PRINCIPALI COMPONENTI

8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

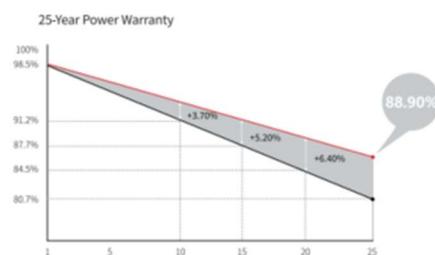
Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è di marca LONGISolar modello LR5-72HTH-580/M, in silicio monocristallino con cornice della potenza di picco di 580 Wp e delle dimensioni pari a 2278x1134x35 mm.

Elettricamente le stringhe sono costituite da 26 moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1.500 Vcc anche in condizioni di basse temperature.

La scatola di giunzione (con grado di protezione IP68) contiene diodi di by-pass per garantire la protezione delle celle dal fenomeno di hot-spot. I moduli sono prodotti con certificazione di qualità ISO 9001; il processo di produzione garantisce alle celle fotovoltaiche protezione adeguata in tutte le condizioni di lavoro anche in condizioni ambientali e di inquinamento difficili.

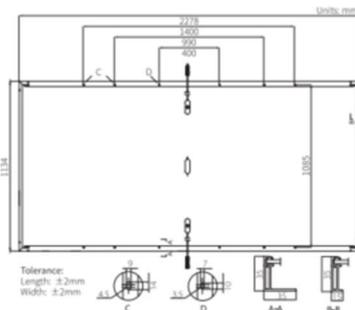


Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278x1134x35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		STC		NOCT	
	LRS-72HTH-560M	LRS-72HTH-565M	LRS-72HTH-570M	LRS-72HTH-575M	LRS-72HTH-580M	LRS-72HTH-585M	LRS-72HTH-590M	LRS-72HTH-595M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	560	418	565	422	570	426	575	430
Open Circuit Voltage (Voc/V)	51.61	48.46	51.76	48.60	51.91	48.74	52.06	48.88
Short Circuit Current (Isc/A)	13.94	11.26	14.01	11.31	14.07	11.36	14.14	11.42
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	43.46	39.66	43.61	39.79	43.76	39.93	43.91	40.07
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.89	10.55	12.96	10.61	13.03	10.67	13.10	10.72
Module Efficiency(%)	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5	22.7	22.9	23.1

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.290%/°C

8.2 TRACKER

I moduli sono montati sul terreno su 2769 tracker monoassiali N-S con un angolo di rotazione pari a 60°, dotate inoltre di tecnologia di backtracking. Il pitch è posto pari a 5,00 metri, al fine di ottimizzare la resa fotovoltaica.

Il particolare profilo dei pali Z consente una efficace penetrazione in differenti tipologie di terreni ed un'ottima tenuta alle sollecitazioni dovute alla movimentazione della struttura e carichi di vento. Entrambe le tipologie di pali presentano delle asolature per il successivo

fissaggio delle teste palo. La presenza di asole consente una più accurata regolazione dell'allineamento della struttura e la compensazione di eventuali errori in fase di infissione.

Sul palo centrale sono imbullonate due piastre ad L per l'ancoraggio del gruppo motore (definite teste motore) e su queste viene fissato il gruppo motore stesso, al quale vengono successivamente accoppiate le prime due travi centrali.

Analogamente per ogni palo Z sono presenti delle piastre a T (definite teste palo), sulle quali sono fissati i cuscinetti per la rotazione della struttura.

Nella parte centrale della struttura sono presenti il motore e il gruppo di riduzione. Le travi sono l'elemento portante dell'intera struttura. Queste sono ancorate al motore e passanti all'interno dei cuscinetti. Le travi attraverso opportuni giunti sono collegate in serie, andando a formare un'unica struttura.

Sulle travi verranno installati i moduli fotovoltaici. Specifici supporti con profilo omega (zeta quelli terminali) verranno fissati alle travi e grazie alla presenza di fori di dimensioni compatibili con quelli presenti sui moduli sarà possibile l'ancoraggio del generatore fotovoltaico all'inseguitore.

Agile™-1P

TECHNICAL SPECIFICATIONS

GENERAL FEATURES

Solar tracker type	Horizontal Single-Axis with two rows
Tracking range	±60° (120°)
Driver	Cardan joined slewing drive
Configuration	One module in portrait (1P) up to 2 strings per row (1500 V string)
Solar module supported	Framed
Foundation options	Direct ramming, Pre-drilling + ramming, Micropile and PHC piles
Pile section	W, compatible with IPE, IPEA, HEA and HEB ⁽¹⁾
Modules attachment	Bolts, Rivets, Clamps (frameless)
Piles per MW (550Wp module)	~273 piles/MW ⁽²⁾ (60 modules per row)
(670 Wp module)	~248 piles/MW ⁽²⁾ (54 modules per row)
Terrain adaptability	20% N-S, 10% E-W ⁽³⁾
Wind and snow loads tolerance	Tailored to site requirement
Rear shading factor	1.27%
Critical wind speed	47m/s

STRUCTURE

Material	High Yield Strength Steel
Coating	HDC, Pregalvanized & ZM ⁽⁴⁾

ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

Controller	Electronic board with microprocessor
Ingress protection marking	IP65
Tracking method	Astronomical algorithms + SuperTrack technology ⁽⁵⁾
Advanced wind control	Customizable
Anemometer	Cup / Ultrasonic
Night-time stow	Configurable
Communication with the tracker	Wired option: RS 485 Wireless option: LoRa/Zigbee
Operating conditions	Altitude < 4000 m ⁽⁶⁾ Temperature: -30°C to 60°C
Sensors	Digital inclinometer
Power (motor drive)	DC motor: 0.15kW ⁽⁷⁾
Power supply	Grid connection / String powered / Self-powered

8.3 GRUPPI DI CONVERSIONE/TRASFORMAZIONE

Per la conversione dell'energia da corrente continua ad alternata fino alla tensione di 36kV, saranno installati delle Power Station del tipo MVPS 4xx0-S2 costituite da:

- Inverter centralizzati del tipo Sunny Central;
- Trasformatore in olio;
- Quadro MT.

MV POWER STATION
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-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 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-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 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP <i>or</i> 1 x SCS 3450 UP <i>or</i> 1 x SCS 3450 UPXT	1 x SC 4200 UP <i>or</i> 1 x SCS 3600 UP <i>or</i> 1 x SCS 3600 UPXT
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 of SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UPXT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UPXT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 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 method	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 ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 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 (standby) 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 60721-34 (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-4000-S2	MVPS-4200-S2

- 1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.
2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria
3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

Dati tecnici	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 URXT	1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3960 UP oppure 1 x SCS 3960 URXT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zona Monitoring integrato	0	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365 kVA
Potenza di carica con SCS URXT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3960 kVA / 3300 kVA	4130 kVA / 3455 kVA
Potenza di scarica con SCS URXT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore	Dy11 / YNd11 / YNy0	
Tipo di raffreddamento del trasformatore	● / 0 / 0	● / 0 / 0
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	KNAN4	KNAN4
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / 0 / 0	● / 0 / 0
Fattore massimo di distorsione	● / 0 / 0	● / 0 / 0
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	< 3%	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	0	
Rendimento inverter	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento max ²⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CECE ⁴⁾	98,8% / 98,7% / 98,5%	98,8% / 98,7% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di distensione lato ingresso	Sezionatore di carica CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carica parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / 0 / 0	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente standard / critico	● / 0	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / 0	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / 0	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Datazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare canonico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / 0	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / 0	
Pacchetto monitoraggio	0	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / 0 / 0 / 0 / 0 / 0 / 0	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / 0 / 0	
2 feeder con sezionatore di carica, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interna IAC A Fl 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / 0 / 0	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / 0 / 0	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / 0 / 0 / 0 / 0	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / 0	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-300, IEC 62271-202, EN 60588-1, CSC Certificate	
● Datazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2

8.3.1 INVERTER

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione saranno:

- inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (Pulse-Width Modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);

- ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI EN 55011, CEI EN IEC 61000-6-2;
- protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-16 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- conformità marchio CE;
- grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65);
- dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore fotovoltaico;
- efficienza massima superiore 90 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione sarà composto da nove inverter, e di seguito si riportano le specifiche tecniche.



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

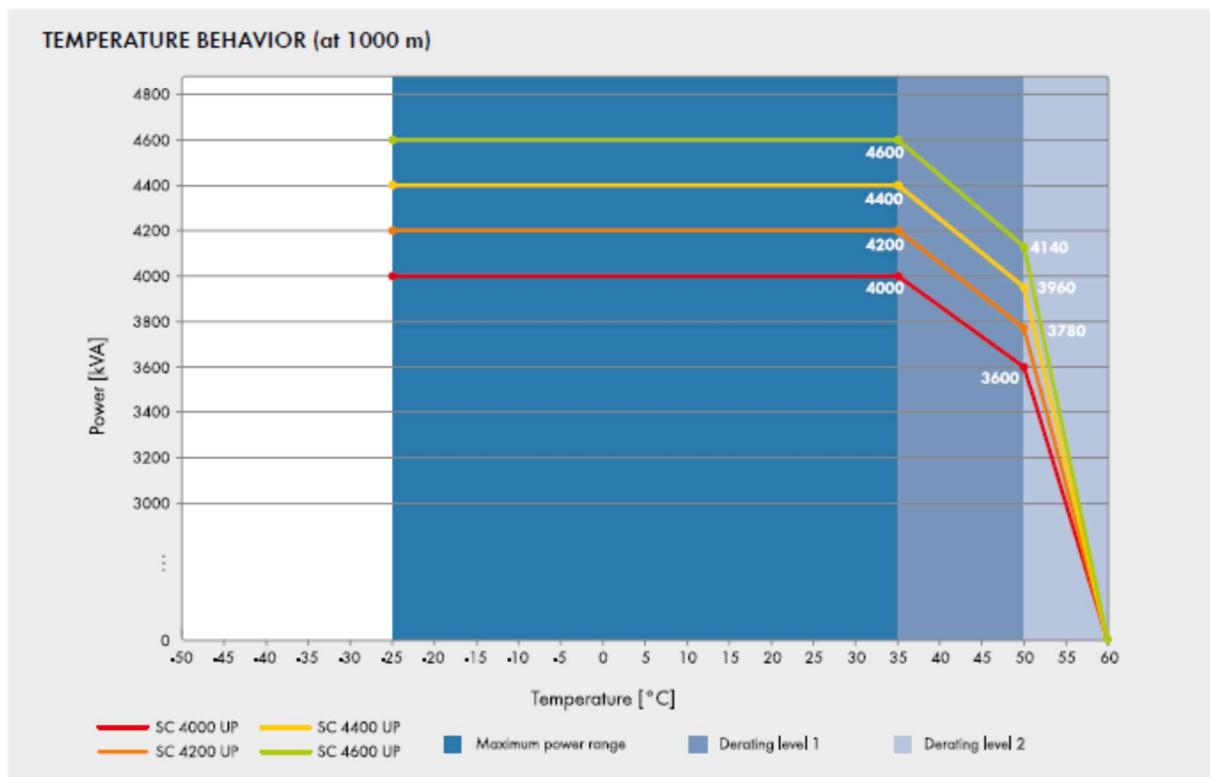
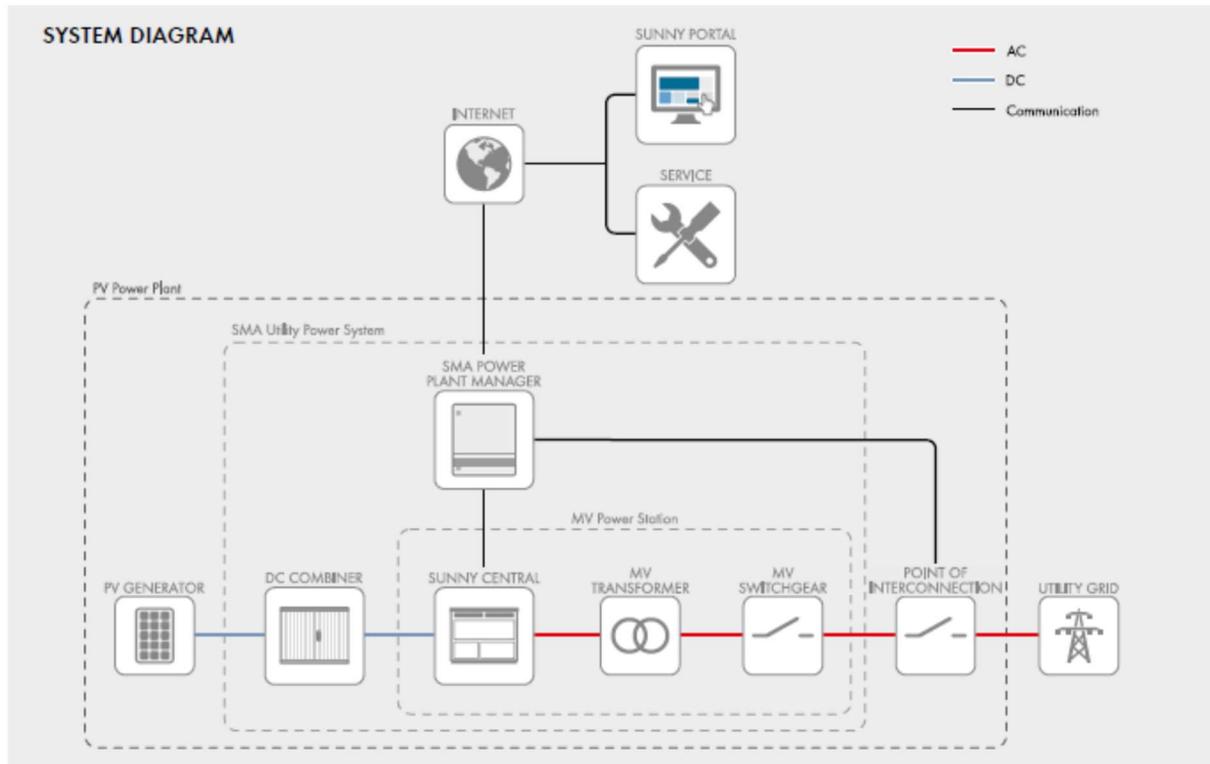
With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. 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.

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm 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)	4000 kVA ¹²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹²⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ¹²⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹²⁾ / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, max}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾ ⁴⁾	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 ¹⁾ ¹⁰⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ²⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 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	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ¹¹⁾ / average ⁴⁾)	< 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 ¹⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% 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
- 12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V_{DC}
- 13) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1000 V_{DC}
- 14) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1025 V_{DC}

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V _{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage V _{DC, min} / Start voltage V _{DC, start}	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V _{DC, max}	1500 V	1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I _{DC, SC}	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ⁽¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ⁽⁴⁾ / 4140 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ⁽¹⁾ / 3168 kW	3680 kW ⁽⁴⁾ / 3312 kW
Nominal AC current I _{AC, nom} (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁽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 > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽⁹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁽¹⁾ ⁽¹⁰⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ⁽²⁾ / European efficiency ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽²⁾	98.8% / 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	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽¹⁾ / 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 ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹⁾ / 3000 m ⁽¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional — not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP



8.3.2 TRASFORMATORE



Westrafo S.r.l. - Via della Meccanica 4, 36100 - Vicenza (Italy)
Tel. +39 0444 1831601 / Fax. +39 0444 1831602
VAT 03912090242 / REA 364385VI / Share capital: 90.000 €

TECHNICAL DATASHEET 22000561_01 REV. 00 TYPE Preliminary offer DATE 14/11/2022

Three phase oil immersed transformer with following features:

- Designed according to IEC 60076 & EU regulation 548/2014 Tier 2 - PEI ≥ 99,528
- Type of construction Sealed type transformer
- Type of Load Continuous

ELECTRICAL DATA

	MV Side	LV side
Rated power [kVA]	3780	3780
Rated voltage [V]	38000	630
Rated current [A]	60,62	3484,1
Insulation level [kV]	Um 40,5 / Ui 200 / AC 85	Um 1,1 / AC 3
Winding material	AL	AL
Tap changer	Off Load	
Taps	±2 x 2,5%	
Connection type	D	y
Number of bushings	3	3
Type of bushings	Plug-in interface "C"	Busbar
Bushings electrical features [kVA]	42/630	3,6/5000
Bushings exit position	Top cover	Bottom
Cable exit protection degree	IP00	IP00
Screen between windings	Yes	

STANDARD FITTINGS

Off load tap changer on MV side
N° 2 Earthing terminals
Lifting lugs
Pull hooks
N° 1 Name plate
N° 1 Oil drain valve

SPECIAL ACCESSORIES INCLUDED

N° 1 DMCR
N° 1 PT100 with exit 4-20 mA
N° 1 Safety valve

ADDITIONAL FEATURES

Tolerance

Frequency [Hz]	50	
Vector group	Dy11	
Cooling	KNAN	
Impedance value at 75°C [%]	7,25	IEC
No load losses [W]	2750	0
Load losses at 75°C [W]	27500	0
Total losses [W]	30250	0

MECHANICAL AND SITE DATA

Design temperature [°C]	-25	+50
Overtemperature oil/windings [°C]	70	75
Max Installation altitude [m]	1000	
Paint corrosivity category (ISO 12944)	C5M-H	300 µm
Painting color	RAL7033	
Type of fluid	FR3	
Trolley dimensions [mm]	skid	
Wheels [mm]	SMA	
Transformer dimensions (LxWxH) [mm]	2200 x 1300 H= 2100	
FR3 mass [kg]	1840	
Total mass [kg]	7500	

Efficiency	100%	75%	50%	25%
cos φ = 1	99,21	99,38	99,49	99,53
cos φ = 0,9	99,12	99,29	99,44	99,48
cos φ = 0,8	99,01	99,20	99,37	99,41
Voltage drop	100%	75%	50%	25%
cos φ = 1	0,99	0,89	0,43	0,20
cos φ = 0,9	3,99	2,95	1,95	0,95
cos φ = 0,8	5,05	3,76	2,49	1,24

REFERENCE NORMS

Routine tests according to IEC60076

Type or special tests, if required, in accordance with the contractual conditions defined in the order confirmation.

NOTES

Painting: Applied following the corrosivity category of ISO 12944 specified in datasheet on all external parts. Internal parts (ex. inside of cable box) treated with protective coating.

Wheels: The colour of wheels, if present, is not matching the specified RAL but according to supplier's choice.

Dimension & weight: All dimensions and weights in the preliminary phase are approximate and not binding.

8.3.3 MV SWITCHGEAR

Technical Datasheet Medium Voltage Switchgear



1. TYPE	: Medium Voltage Switchgear SD-SD-CB 40.5 kV
2. DESIGN	: ORMAZABAL CGM.3 2lv 40.5 kV 2 cable feeders with switch disconnecter and earthing switch 1 transformer feeder with vacuum circuit breaker including protection device, disconnecter and earthing switch
3. RATED VOLTAGE (Ur)	kV : 40.5
4. GRID VOLTAGE (U _g)	kV : 34.5 or 35 or 36
5. RATED POWER FREQUENCY WITHSTAND VOLTAGE (U _d)	kV : 70 or 95
6. RATED LIGHTNING IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE (U _p)	kV : 170 or 185
7. RATED PEAK WITHSTAND CURRENT (I _p)	kA : 50 for I _k = 20 kA (standard) and 63 for I _k = 25 kA (option)
8. RATED SHORT CIRCUIT MAKING CURRENT (I _{ma})	kA : 50 for I _k = 20 kA (standard) and 63 for I _k = 25 kA (option)
9. RATED SHORT CIRCUIT BREAKING CURRENT (I _{sc})	kA : 20 for I _k = 20 kA (standard) and 25 for I _k = 25 kA (option) for CB
10. RATED SHORT TIME WITHSTAND CURRENT (I _k)	kA : 20 for switchgears with t _k = 1 s (standard)
11. RATED SHORT TIME WITHSTAND CURRENT (I _k)	kA : 20 with t _k = 3 s or 25 with t _k = 1 s (options)
12. RATED CURRENT OF THE CABLE FEEDERS @ 40°C * (I _r)	A : 630
13. RATED CURRENT OF THE CABLE FEEDERS @ 50°C * (I _r)	A : 540
14. RATED CURRENT OF THE CABLE FEEDERS @ 55°C * (I _r)	A : 480
15. RATED CURRENT OF THE CABLE FEEDERS @ 60°C * (I _r)	A : 430
16. RATED FREQUENCY (f)	Hz : 50 / 60
17. INTERNAL ARC CLASSIFICATION	: IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200
18. INSULATING GAS	: SF ₆
19. DEGREE OF PROTECTION FOR GAS FILLED VESSEL	: IP65 according to IEC 60529
20. DEGREE OF PROTECTION FOR ENCLOSURE	: IP2X according to IEC 60529
21. MECHANICAL LIFETIME	: M1 according to IEC 62271-100
22. ELECTRICAL LIFETIME	: E1 according to IEC 62271-100
23. TRANSPORT CONDITIONS	: Class 2M4 according to IEC 60721-3-2
24. PROTECTION DEVICE FOR CIRCUIT BREAKER	: Over current protection (ANSI 51 / 51N) Short circuit protection (ANSI 50 / 50N) Self powered relay via current transformers
25. CERTIFICATES	: Type tested according to IEC 62271-200
26. CONNECTION INTERFACE OF THE CABLE FEEDERS	: Outer cone bushings type C
27. STANDARD ACCESSORIES	: Gas pressure gauge / indicator Capacitive voltage detective system for every feeder Switch levers 3 cable clamps per cable feeder, diameter 36 - 52 mm
31. OPTION 1: AUXILIARY CONTACTS	: Auxiliary contacts for the switches in the cable feeders and in the transformer feeder Circuit breaker 2 normally open / 2 normally closed contacts Switch disconnectors 2 normally open / 2 normally closed contacts Earthing switches 1 normally open / 1 normally closed contact
32. OPTION 2: REMOTE CONTROL	: Motor drive for the circuit breaker, DC 24 V including auxiliary contacts for the switches

All technical data are subjected to change at any time without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors.

* Maximum ambient temperature of the MV switchgear. The 24 hour mean value is max. 35°C according to IEC 62271-1.

Please note the temperature rise of +10°C inside the MV Power Station in comparison to the outside ambient temperature.

8.4 QUADRO DI PARALLELO STRINGHE

Considerato l'elevato numero di stringhe presenti e la scelta progettuale di preferire l'inverter centralizzato anziché quelli di campo, verranno realizzati dei quadri di parallelo stringhe posizionato direttamente in campo.

Ogni quadro di parallelo stringhe accoglierà i cavi provenienti da 18-20 stringhe, ciascuna composta da 26 pannelli in serie, e al suo interno saranno montati i seguenti dispositivi: sezionatori con fusibili per il sezionamento e la protezione di stringa, diodi di blocco, sensori di corrente e tensione per il monitoraggio dello stato delle stringhe, scaricatori di sovratensione.

Il cablaggio sarà realizzato con cavo di sezione non inferiore a 6mmq. L'accesso alla parte interna del quadro deve essere effettuato solo da personale qualificato e il sezionamento deve avvenire solo ad impianto spento, con inverter off.



8.5 CAVI

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e gli inverter sono previsti conduttori di tipo unipolare flessibile stagnato in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%. La portata dei cavi (I_z) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

9. DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete auto produttore che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo del generatore; dispositivo di interfaccia; dispositivo generale.

9.1 DISPOSITIVO DEL GENERATORE DDG

Ciascun inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico in c.a. con sganciatore di apertura; l'inverter inoltre è munito del proprio dispositivo di interruzione non automatico (sezionatore sotto carico) collegato in c.c. al generatore. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.a.

9.2 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DDI

Il dispositivo di interfaccia (DDI) gestirà la disconnessione automatica dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di distribuzione. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, dovrà essere assolutamente evitato, soprattutto perché potrà tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Il dispositivo di interfaccia sarà costituito da un interruttore in BT con bobina di sgancio a mancanza di tensione. A protezione della rete di distribuzione pubblica, come richiesto dalla CEI 0-16, sarà presente il dispositivo di interfaccia della Thytronic del tipo NV10P (o equivalente), che assicurerà protezioni 59, 27, 59N, 81O, 81U conforme alla norma CEI 0-16.

9.3 DISPOSITIVO GENERALE DG

Il dispositivo generale (DG) avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il dispositivo generale sarà costituito dai seguenti componenti:

- sezionatore generale, posto immediatamente a valle di ciascun punto di connessione e destinato a sezionare l'impianto di utenza per la connessione dalla rete;
- interruttore generale, posto immediatamente a valle del sezionatore generale e in grado di escludere dall'impianto di rete per la connessione l'intero impianto di utenza.

10. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8. In particolare, sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_Z \quad I_{cc} t \leq k^2 S^2$$

dove:

- I_b corrente di impiego del cavo
- I_n corrente nominale dell'interruttore
- I_Z portata del cavo
- I_{cc} corrente di cortocircuito
- t tempo di intervento dell'interruttore
- k coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo
- S sezione del cavo.

10.1 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

10.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8;
- ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati nella tabella che segue:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

Z_s	è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente
I_a	è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la I_a è la corrente differenziale $I \cdot n$.
U_0	tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase - terra) in Volt

$U_0(V)$	Tempo di interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore MT/BT. In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

10.3 ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE

Per quanto riguarda l'antincendio si specifica che l'attività di costruzione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico non è soggetta al controllo preventivo dei Vigili del Fuoco, in quanto non rientra fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151. Saranno svolte le normali procedure antincendio previste dalle normative di sicurezza sul lavoro vigenti (D. Lgs. 81/08): in particolare i locali tecnici saranno muniti di estintori ad anidride carbonica e a polvere. L'impianto sarà provvisto di sistema antintrusione costituito da un insieme di sensori volumetrici per esterno multi-tecnologia.

Il sistema di illuminazione del perimetro del lotto sarà collegato al sistema di antintrusione, collegato con gli organi di sicurezza locali e/o con agenzie private di vigilanza in modo tale che, qualsiasi forma di allerta interessi la recinzione perimetrale, provocherà l'accensione delle luci. L'impianto inoltre sarà munito di un sistema di sorveglianza composto da telecamere night & day a infrarossi posizionate con un interasse pari a 45 m.

L'illuminazione sarà alloggiata su carpenterie snelle ed il fascio luminoso sarà rivolto verso il basso e sarà conforme a quanto previsto dalla legge regionale 24 marzo 2000, n. 31 *"Disposizioni per la prevenzione e lotta all'inquinamento luminoso e per il corretto impiego delle risorse energetiche"*.

10.4 SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO

Il sistema di controllo dell'impianto avverrà tramite:

- Controllo locale: monitoraggio con PC, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter e le altre sezioni dell'impianto
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete e Data-Logger per l'acquisizione dei dati relativi agli inverter, quadri di campo, dispositivi di

protezione in MT e contatori di energia. Esso avviene da centrale (servizio di assistenza) con il medesimo software del controllo locale

Le grandezze controllate dal sistema sono:

- Potenze dell'inverter
- Tensione di campo dell'inverter
- Corrente di campo dell'inverter
- Radiazione solare
- Temperatura ambiente
- Velocità del vento
- Lettura dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).

Sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambiente, dell'irraggiamento e della velocità del vento.

11. CONNESSIONE ALLA RTN

L'impianto funzionerà in parallelo alla RTN in Alta Tensione a 36kV cedendo totalmente l'energia elettrica alla rete e, così come riportato nella STMG, sarà collegato in antenna ad una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150kV "Stornara – CP Cerignola – CP Canosa".

Si riporta di seguito l'inquadramento di tale Stazione su ortofoto.

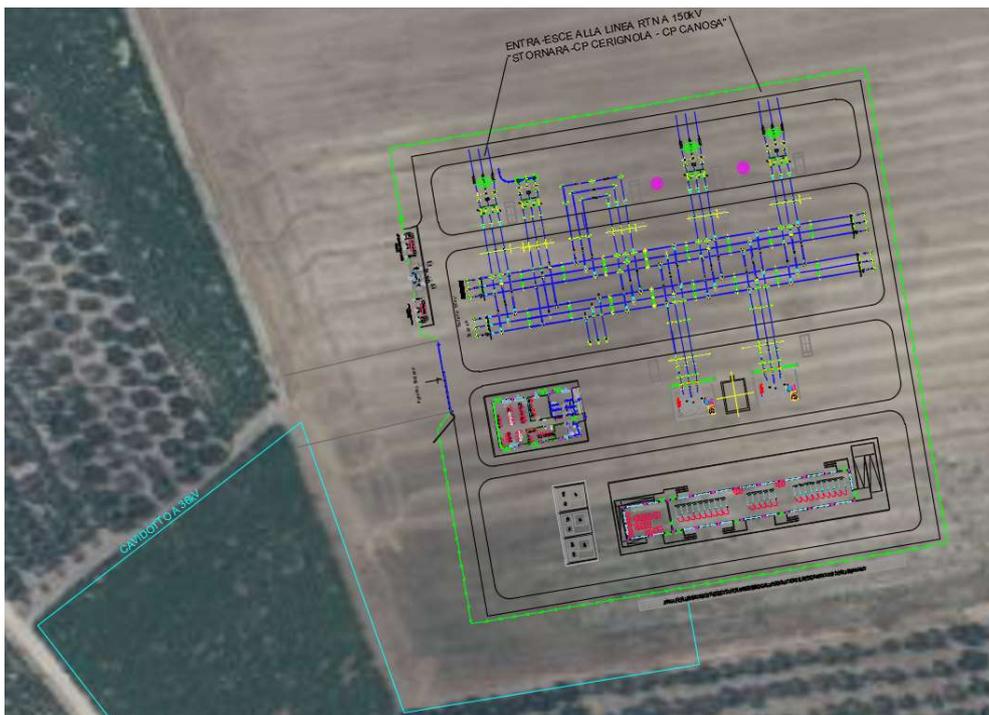
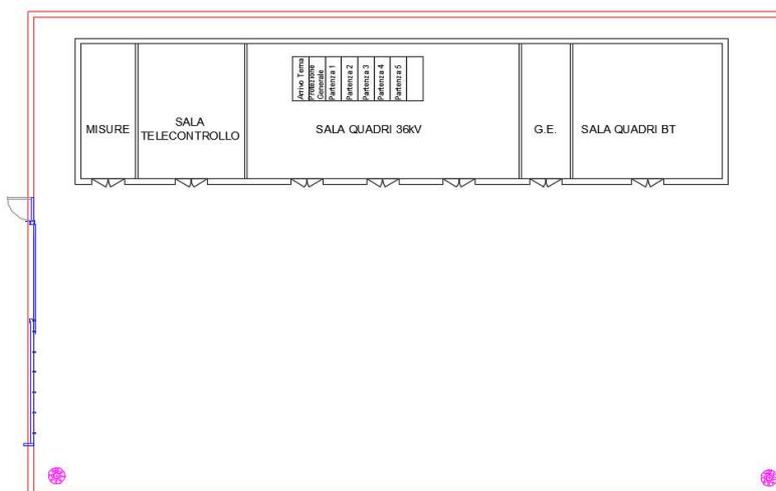
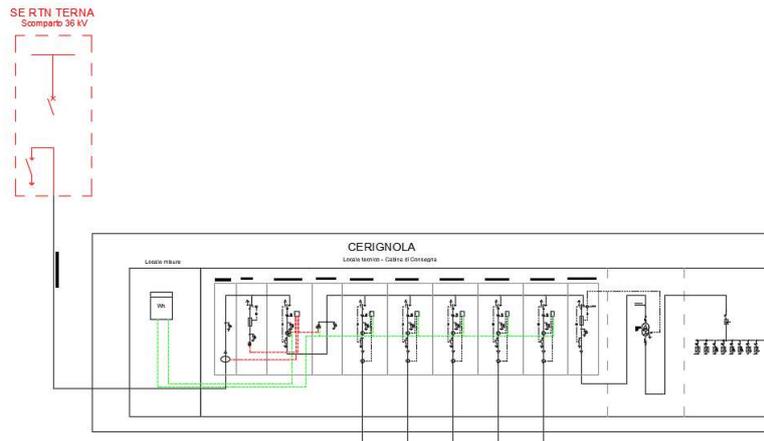


Fig. _ Ubicazione della Stazione elettrica su ortofotocarta

Nella parte inferiore di tale Stazione sarà presente la sezione a 36kV con l'ingresso di cavi tramite dei pozzetti per il collegamento ai quadri presenti al suo interno: dal parco fotovoltaico e in particolare dalla Cabina di Consegna di quest'ultimo si utilizzeranno n.3 terne RG7H1R 26/45kV avente sezione di 500mm².

Si riporta di seguito una planimetria di quest'ultima e il suo schema unifilare.





Il Quadro a 36kV inserito all'interno del locale "Sala Quadri 36kV" sarà composto dai seguenti scomparti:

- 1) Locale trafo;
- 2) Trasformatore servizi ausiliari;
- 3) Arrivo linea da Stazione Elettrica Terna;
- 4) Protezioni Generale;
- 5) Arrivo linee impianto fotovoltaico;
- 6) Quadro misure.

12. PRODUCIBILITA' ED EMISSIONI EVITATE

L'analisi di producibilità dell'impianto fotovoltaico è stata realizzata tramite software PVSystem.

Dopo aver inserito tutti i dati di input come:

- Dati meteorologici;
- Tipologia impianto;
- Tipo e numero di moduli;
- Tipo e numero di inverter;
- Parametri di perdita;
- Modello 3D dell'impianto fotovoltaico;

il software fornisce, dopo la valutazione delle ombre, in output un insieme di dati, tra i quali la producibilità annua ed il rendimento PR (Performance Ratio).

Si riporta di seguito il report generato dalla simulazione di suddetto software.



PVsyst V7.3.1

VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Sommario del progetto

Luogo geografico Cerignola Italia	Ubicazione Latitudine 41.22 °N Longitudine 15.72 °E Altitudine 200 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Cerignola Meteonorm 8.1 (1986-2005), Sat=93% - Synthetic		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV Orientamento Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Algoritmo dell'inseguimento Calcolo astronomico Backtracking attivato	Ombre vicine Secondo le stringhe Effetto elettrico 100 %
Informazione sistema Campo FV	Inverter	
Nr. di moduli 71994 unità	Numero di unità 9 unità	
Pnom totale 41.76 MWc	Pnom totale 37.80 MWac	
	Limite della potenza di rete 35.00 MWac	
	Rapporto Pnom lim. rete 1.193	
Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta 68933 MWh/anno	Prod. Specif. 1651 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 85.95 %
---------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	5
Risultati principali	6
Diagramma perdite	7
Grafici predefiniti	8
Schema unifilare	9



PVsyst V7.3.1
VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV		Algoritmo dell'inseguimento	
Orientamento	Perez	Calcolo astronomico	
Piano d'inseguimento, asse orizzont. N-S		Backtracking attivato	
Asse dell'azimut	0 °		
Modelli utilizzati		Campo con backtracking	
Trasposizione	Perez	N. di eliostrati	2911 unità
Diffuso	Perez, Meteororm	Dimensioni	
Circumsolare	separare	Distanza eliostrati	5.00 m
		Larghezza collettori	2.28 m
		Fattore occupazione (GCR)	45.6 %
		Phi min / max	-/+ 60.0 °
		Strategia Backtracking	
		Phi limits for BT	-/+ 62.7 °
		Distanza tavole backtracking	5.00 m
		Larghezza backtracking	2.28 m
Orizzonte		Ombre vicine	
Orizzonte libero		Secondo le stringhe	
		Effetto elettrico	100 %
Bisogni dell'utente			
Carico illimitato (rete)			
Limitazione potenza di rete			
Potenza attiva	35.00 MWac		
Rapporto Pnom	1.193		

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Longi Solar	Costruttore	SMA
Modello	LR5-72HPH-580M G2	Modello	Sunny Central 4200 UP
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	580 Wp	Potenza nom. unit.	4200 kWac
Numero di moduli FV	71994 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	41.76 MWc	Potenza totale	37800 kWac
Moduli	2769 Stringhe x 26 In serie	Voltaggio di funzionamento	921-1325 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.10
Pmpp	38.34 MWc		
U mpp	1024 V		
I mpp	37447 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	41757 kWp	Potenza totale	37800 kWac
Totale	71994 moduli	Numero di inverter	9 unità
Superficie modulo	185979 m²	Rapporto Pnom	1.10
Superficie cella	172613 m²		



PVsyst V7.3.1
VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 2.0 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento

Uc (cost) 29.0 W/m²K

Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale campo 0.60 mΩ

Fraz. perdite 2.0 % a STC

Perdita diodo di serie

Perdita di Tensione 0.7 V

Fraz. perdite 0.1 % a STC

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 1.5 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.5 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 0.1 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.3 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 630 Vac tri

Fraz. perdite 0.07 % a STC

Inverter: Sunny Central 4200 UP

Sezione cavi (9 Inv.) Rame 9 x 3 x 3000 mm²

Lunghezza media dei cavi 10 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV

Media ciascun inverter

Conduttori All 3 x 500 mm²

Lunghezza 11000 m

Fraz. perdite 0.73 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 36 kV

One transfo parameters

Potenza nominale a STC 13.66 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 13.39 kVA

Iron loss fraction 0.10 % a STC

Perdita nel rame 125.69 kVA

Copper loss fraction 0.92 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.27 mΩ

Perdite di operazione in STC (sistema intero)

Nb. identical MV transfos 3

Potenza nominale a STC 40.98 MVA

Perdita ferro (Connessione 24/24) 40.17 kVA

Perdita nel rame 377.06 kVA

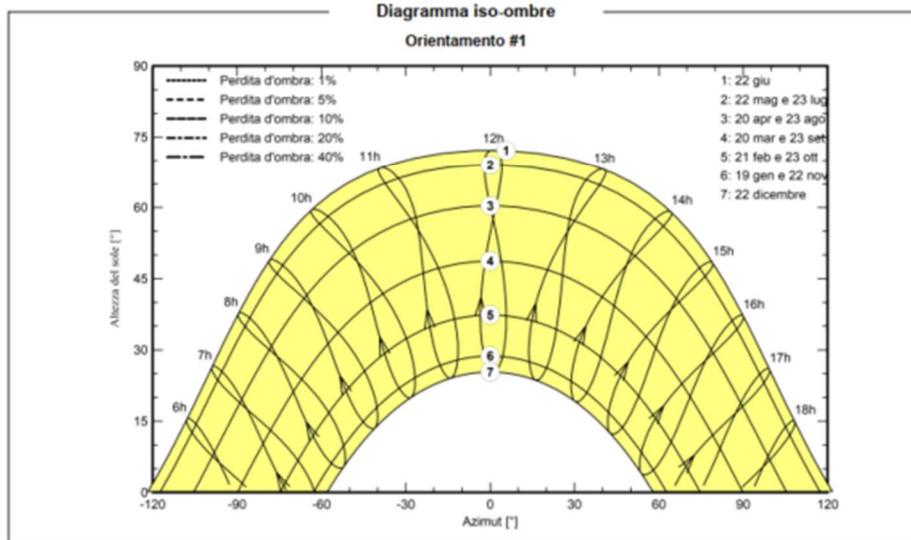
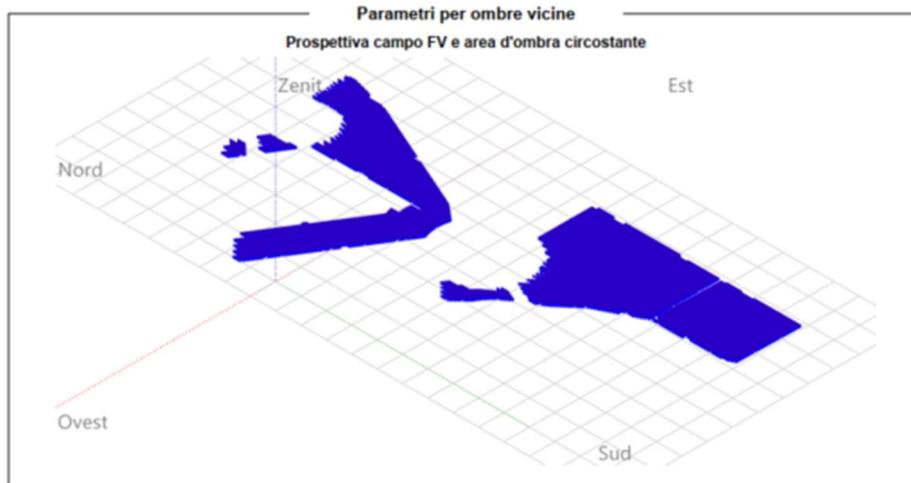


PVsyst V7.3.1
VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)





PVsyst V7.3.1
VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta

68933 MWh/anno

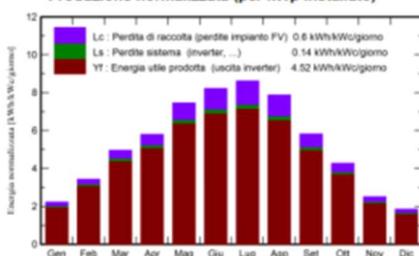
Prod. Specif.

1651 kWh/kW/anno

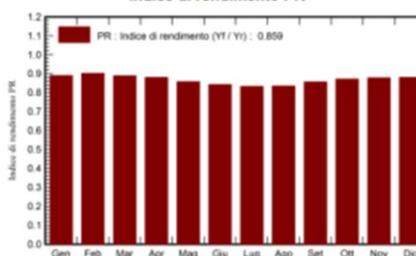
Indice di rendimento PR

85.95 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	53.3	27.52	7.53	68.9	64.5	2647	2558	0.889
Febbraio	74.8	35.40	8.03	96.0	90.9	3726	3614	0.902
Marzo	118.9	48.67	11.08	153.8	147.2	5890	5709	0.889
Aprile	141.0	73.45	14.14	173.8	166.2	6580	6384	0.880
Maggio	184.2	85.51	19.41	231.3	221.7	8533	8281	0.858
Giugno	196.6	81.73	24.38	246.6	237.0	8941	8676	0.843
Luglio	209.0	84.50	27.42	267.1	256.8	9565	9287	0.833
Agosto	187.6	67.73	27.08	244.3	235.3	8768	8511	0.834
Settembre	133.6	54.49	21.59	174.6	167.3	6437	6248	0.857
Ottobre	99.5	39.83	17.53	132.3	126.2	4960	4812	0.871
Novembre	58.4	29.90	12.55	75.0	70.3	2841	2749	0.878
Dicembre	45.7	25.83	8.76	57.3	53.2	2181	2104	0.880
Anno	1502.5	654.57	16.68	1920.8	1836.7	71070	68933	0.859

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Globale incidente piano coll.
GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo
E_Grid Energia immessa in rete
PR Indice di rendimento



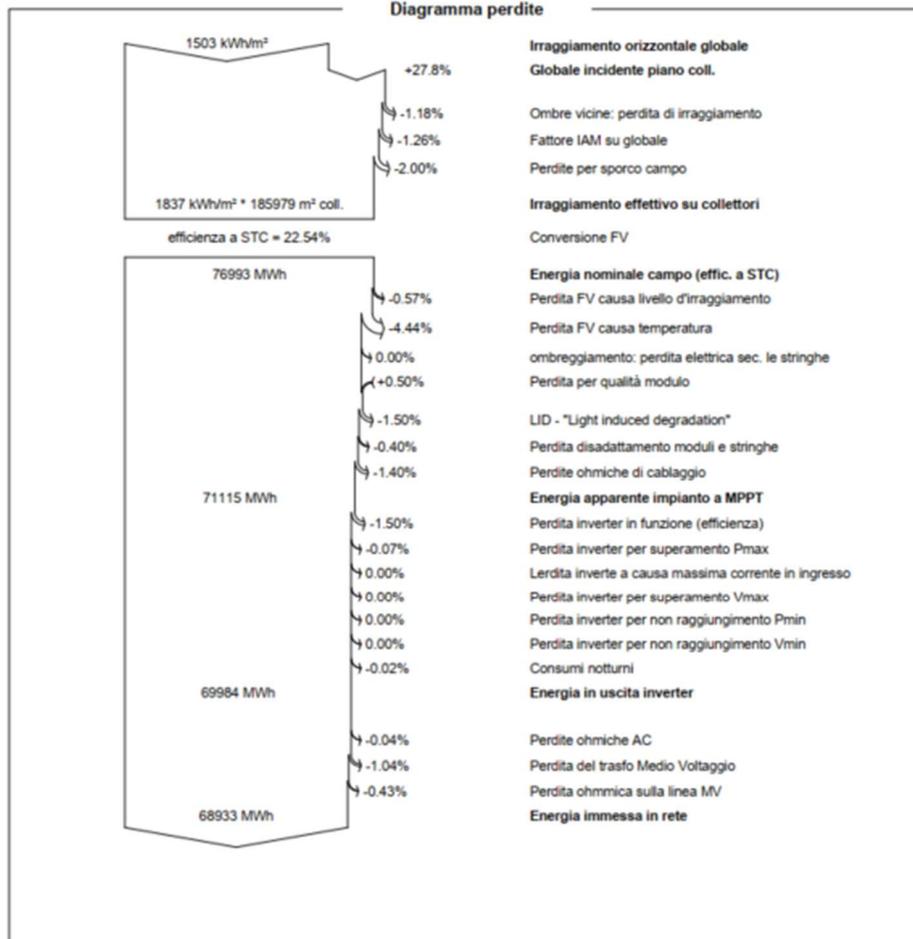
PVsyst V7.3.1
VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Diagramma perdite





PVsyst V7.3.1
VC3, Simulato su
14/03/24 10:43
con v7.3.1

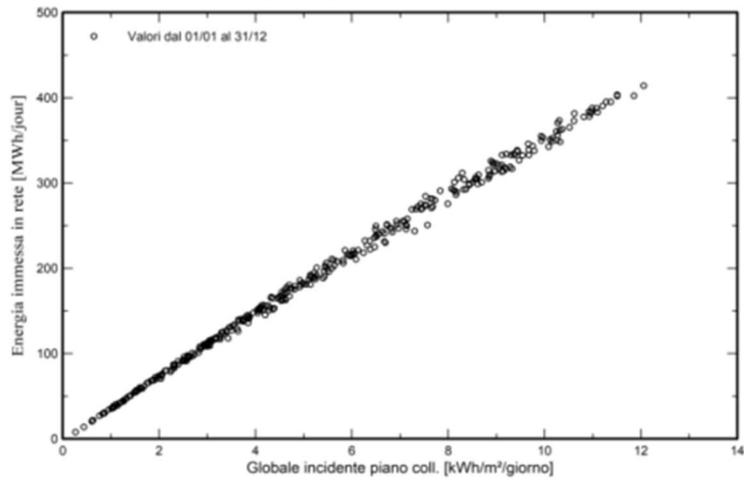
Progetto: Cerignola

Variante: Soluzione definitiva

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



System Output Power Distribution

