

00	Progetto Definitivo			18/09/2023	BLL
Voltalia Italia S.r.l. Viale Montenero, 32 Milano (MI) - 20135 - Italia		Tel. +39 02 89095269 info.italia@voltalia.com www.voltalia.it			
DISEGNATO: BLL	CONTROLLATO: VCC	APPROVATO: VCC			
SCALA:	DATA: 18/09/2023	FOGLIO: 001/001	FORMATO A4	IL PRESENTE DOCUMENTO E' DI NOSTRA PROPRIETA' E NON PUO' ESSERE RIPRODOTTO O INVIATO SENZA LA NOSTRA AUTORIZZAZIONE.	
COMUNE DI MESAGNE (BR) - COMUNE DI BRINDISI (BR) PROGETTO: <i>Progetto definitivo di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare con potenza di immissione in rete di 12,50 MW, e 15,00 MW di storage da realizzarsi nel comune di Mesagne (BR), località Madonna delle Grazie snc e limitatamente alle opere di connessione alla rete anche nel comune di Brindisi (BR)</i>				00	
TITOLO: RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA				Documento N. DEV-PLN-022-00-IT-S-MSA01-IT	

Sommario

1. PREMESSA.....	3
2. SOGGETTO PROPONENTE	3
3. MOTIVAZIONI DELL'INIZIATIVA.....	4
4. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	5
4.1 CRITERI DI PROGETTO E DOCUMENTAZIONE.....	5
4.2 SICUREZZA ELETTRICA.....	5
4.3 FOTOVOLTAICO.....	6
4.4 QUADRI ELETTRICI	7
4.5 RETE ELETTRICA ED ALLACCIAMENTI DEGLI IMPIANTI	7
4.6 CAVI, CAVIDOTTI ED ACCESSORI.....	8
4.7 CONVERSIONE DELLA POTENZA.....	9
4.8 SCARICHE ATMOSFERICHE E SOVRATENSIONI.....	9
4.9 DISPOSITIVI DI POTENZA	10
4.10 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA.....	10
4.11 ENERGIA SOLARE.....	10
4.12 ALTRI DOCUMENTI	11
4.13 NORMATIVA NAZIONALE E NORMATIVA TECNICA – CAMPI ELETTROMAGNETICI.	11
5. DEFINIZIONI.....	12
6. LOCALIZZAZIONE.....	12
6.1 INQUADRAMENTO URBANISTICO E VINCOLISTICA.....	14
7. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA.....	15
8. DESCRIZIONE DI PRINCIPALI COMPONENTI	18
8.1 MODULI FOTOVOLTAICI	18
8.2 TRACKER.....	20
8.3 INVERTER.....	21
8.3.1 QUADRI BT.....	24
8.3.2 TRASFORMATORE	24
8.4 CAVI.....	26
9. IMPIANTO STORAGE	26
9.1 SCHEMA DI COLLEGAMENTO.....	27
9.2 MODULI BATTERIA.....	27
9.3 RACK	27
9.4 SISTEMA DI CONVERSIONE.....	27
10. DISPOSITIVI DI PROTEZIONE.....	28
10.1 DISPOSITIVO DEL GENERATORE DDG.....	28

10.2	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DDI.....	28
10.3	DISPOSITIVO GENERALE DG.....	29
11.	SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	29
11.1	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	29
11.2	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	30
11.3	ANTINCENDIO, ANTINTRUSIONE, SORVEGLIANZA E ILLUMINAZIONE.....	30
11.4	SISTEMA DI CONTROLLO E MONITORAGGIO.....	31
12.	CONNESSIONE ALLA RTN	32
13.	PRODUCIBILITA' ED EMISSIONI EVITATE.....	32

1. PREMESSA

La presente relazione descrive un impianto fotovoltaico avente potenza nominale pari a 13.119,60kWp e 12.500kW in immissione per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile e un impianto storage stand-alone di potenza pari a 15MW e capacità pari a 30MWh ubicati a Mesagne (BR)

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 portfolio 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.

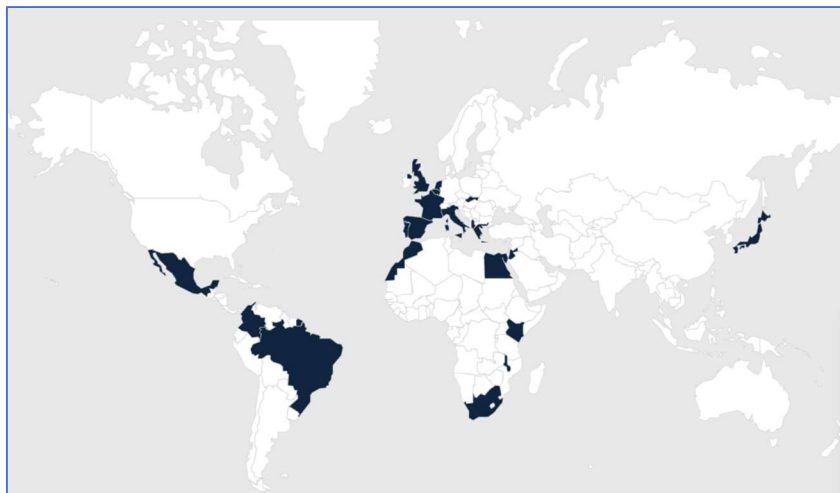


Fig. 01_Presenza di Voltalia nel mondo

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 81-31 “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 Brindisi, all’interno del territorio comunale di Mesagne.

Le coordinate geografiche sono le seguenti:

- Latitudine: 40°33'0.29"N
- Longitudine: 17°51'1.47"E
- Altitudine 60 m s.l.m.

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

- Foglio 59, Particelle 1, 2, 15, 19, 7, 100, 30, 32, 45, 46, 47, 48, 95;

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 58.433,16 m².

Come ben evidenziato sugli elaborati grafici di progetto, l'accesso al sito è possibile percorrendo la SP82 dalla quale si dirama una trazzera.

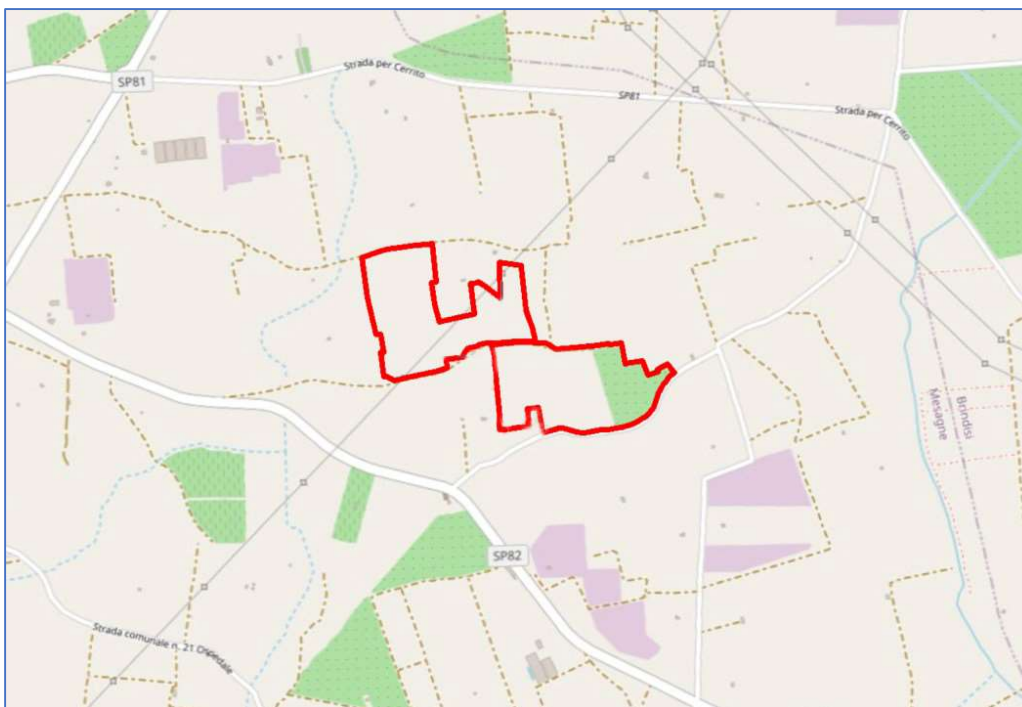


Fig. 03_Accesso al sito fotovoltaico

6.1 INQUADRAMENTO URBANISTICO E VINCOLISTICA

Il sito fotovoltaico in esame, secondo il Piano Regolatore Generale vigente nel comune di Mesagne (BR), 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 ad eccezione di una piccola porzione a nord-ovest sottoposta alla fascia di rispetto del reticolo idrografico di connessione della R.E.R.; per quanto concerne l’elettrodotto di connessione alla rete, occorre precisare che una porzione dello stesso ricade anch’esso nella fascia di rispetto del reticolo idrografico, mentre un’altra porzione ricade nell’area di rispetto delle componenti culturali e insediative; 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 inverter di stringa del tipo HUAWEI SUN2000-330KTL con potenza nominale AC di 300 kW. Per la realizzazione dei generatori fotovoltaici, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo Longi Solar modello LR5-72HPH-580M G2 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 12,50 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 quattro 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 4 sottocampi così composti:

Descrizione sottocampo	Numero di stringhe da 26 moduli	Potenza di picco [kWp]	Inverter		
			Quantità	Modello	Potenza [kVA]
Sottocampo A	246	3709,680	12	Huawei SUN2000-330KTL	3600
Sottocampo B	140	2111,200	7	Huawei SUN2000-330KTL	2100
Sottocampo C	245	3694,600	12	Huawei SUN2000-330KTL	3600
Sottocampo D	239	3604,120	12	Huawei SUN2000-330KTL	3600
TOTALE	870	13119,600	43		12900

Di seguito una sintesi dei dati dell'impianto:

- N. 22620 moduli fotovoltaici monocristallini del tipo Longi Solar da 580 Wp da 144 celle, saranno suddivisi elettricamente in n.868 stringhe da n. 26 moduli ciascuna;
 - 870 tracker monoassiali N-S capaci di una rotazione pari a 55° e dotati della tecnologia backtracking;
 - Cavi elettrici H1Z2Z2-K (1500V dc) che dai moduli arrivano agli inverter;
 - 43 inverter di stringa del tipo Huawei SUN2000-330KTL;
 - 4 cabine di trasformazione 36kV/BT delle dimensioni 12,0 x 3,0 x 3,0 m in cui saranno ubicati quadri BT ed MT e il trasformatore di elevazione 36kV/BT;
 - 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";
- mentre per l'impianto storage stand-alone abbiamo:
- N. 3 inverter da 5MW ad ognuno dei quali sono collegate delle batterie con capacità pari a 2,5MWh;
 - 1 cabina per i servizi ausiliari;
 - 1 cabina per i sistemi di protezione;
 - 1 cabina di consegna per l'arrivo linea Terna di dimensioni 24 m x 5,4 m x 2,8 m.

8. DESCRIZIONE DI PRINCIPALI COMPONENTI

8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è di marca Longi Solar modello LR5-72HPH-580M G2, 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.

Hi-MO 6

LR5-72HTH 560~580M

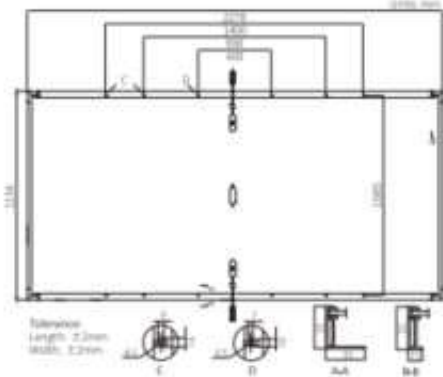
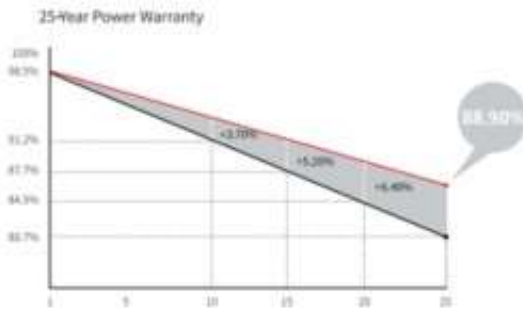
22.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

<1.5%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.40%
YEAR 3-25
POWER DEGRADATION

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -300mm/±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 / 153pcs per 20' GP / 426pcs per 40' HC

Electrical Characteristics	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test Uncertainty for Power: ±1%				
	LR5-72HTH-560M	LR5-72HTH-560M	LR5-72HTH-570M	LR5-72HTH-570M	LR5-72HTH-575M	LR5-72HTH-575M	LR5-72HTH-580M	LR5-72HTH-580M	
Module Type	LR5-72HTH-560M	LR5-72HTH-560M	LR5-72HTH-570M	LR5-72HTH-570M	LR5-72HTH-575M	LR5-72HTH-575M	LR5-72HTH-580M	LR5-72HTH-580M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Prpdc/W)	560	418	565	422	578	426	575	430	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.61	48.46	51.76	48.88	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	10.62	13.03	10.67	13.10	10.72	
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		

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 Prpdc	-0.290%/°C

8.2 TRACKER

I moduli sono montati sul terreno su 870 tracker monoassiali N-S con un angolo di rotazione pari a 55°, dotate inoltre di tecnologia di backtracking. Il pitch è posto pari a 4,50 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.

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 INVERTER

L'architettura elettrica dell'impianto prevede la conversione da c.c. in c.a. attraverso l'utilizzo di n.43 inverter di stringa trifase del tipo Huawei SUN2000-330KTL, ai quali fanno capo n. 870 stringhe da n. 26 moduli.

Il sistema in corrente continua è flottante ed è assimilabile ad un sistema IT.

Caratteristiche principali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico;
- Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale;
- Messa in servizio gratuita e aggiornamento del firmware in remoto;
- Scansione e diagnosi della curva IV online;

Gli inverter Huawei sono realizzati in accordo con le normative vigenti in tema di Compatibilità Elettromagnetica e con gli standard di connessione alla Rete di Distribuzione CEI 0-16.

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnecter(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C – 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

8.3.1 QUADRI BT

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale tecnico di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore DDG, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico. Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 250 A. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 250 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5. Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.

8.3.2 TRASFORMATORE

Verranno installati n. 4 trasformatori di elevazione 36/0,8kV con potenza variabile in base al sottocampo di riferimento: tutti saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avranno una tensione al primario di 20 kV.

La corrente di guasto per i trasformatori in progetto sarà minore della massima corrente di guasto ammissibile secondo quanto prescritto dalla CEI 0-16 per cui i trafo in progetto sono ad essa conformi.

L'impianto in progetto è conforme alla CEI 0-16 paragrafo 8.5.14 in quanto l'interruttore MT a protezione del trafo in ciascuna delle quattro cabine di trasformazione MT/BT, in caso di mancanza di tensione per più di 5s si apre e poi, al ritorno della tensione, si richiude con tempistiche differenti rispetto a quelle degli interruttori delle altre cabine e con distanziamento temporale minimo di 1 s per cui il trafo nella cabina A verrà energizzato senza ritardo, il trafo nella cabina B verrà energizzato con un ritardo di 1 s e così via per i trafo nelle cabine C e D.

I trasformatori saranno inoltre muniti di dispositivo di controllo temperatura.

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 \geq 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]	36000	630
Rated current [A]	60,62	3464,1
Insulation level [kV]	Um 40,5 / LI 200 / AC 85	Um 1,1 / AC 3
Winding material	AL	AL
Tap changer	Off Load	
Taps	$\pm 2 \times 2,5\%$	
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 μ m
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]	1640	
Total mass [kg]	7500	

Efficiency	100%	75%	50%	25%
cos ϕ = 1	99,21	99,36	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	0,69	0,43	0,20
cos ϕ = 0,9	3,99	2,96	1,95	0,96
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.

8.4 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. IMPIANTO STORAGE

Il progetto consiste nella realizzazione di un sistema storage della potenza di **15MW** nel comune di Mesagne (BR) e connesso alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) in antenna a 36kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150kV denominata "Brindisi Sud".

Il sistema di accumulo elettrochimico o Battery Energy Storage System (BESS) è costituito essenzialmente dai seguenti componenti:

- Assemblati batterie;
- PCS (apparecchiature di conversione dell'energia elettrica da c.c. in c.a.);
- Trasformatore di accoppiamento;
- Apparecchiature di manovra e protezione;
- Servizi ausiliari;
- Sistemi di controllo.

Le apparecchiature principali saranno alloggiare in container metallici da 12x2,5x3m "High cube". Per il sistema proposto, in particolare, si prevede l'installazione di:

- N.12 container di energia (Battery Container)
- N.3 container contenenti il sistema di conversione e trasformatore (PCS container)
- N.1 container contenente i quadri di controllo e quelli a 36kV

- N.1 cabina di consegna a 36kV

I container verranno attrezzati con sistemi di condizionamento opportunamente dimensionati in modo da garantire le migliori condizioni ambientali per il corretto funzionamento degli equipaggiamenti.

9.1 SCHEMA DI COLLEGAMENTO

La configurazione utilizzata per il collegamento dei container, compatibile con le caratteristiche dei componenti riassunti nei successivi paragrafi, prevede che a ciascun container inverter (PCS, Power Converting system) siano collegati quattro container batterie. Ogni container batterie è composto da rack contenenti ognuno dei moduli batteria per un totale 2,5MWh per container. Considerando poi che i container batterie sono 12 si ottengono 30 MWh per l'impianto in oggetto, in modo da garantire un funzionamento in erogazione o assorbimento per una durata di 30 minuti per la durata della vita utile dell'impianto. All'interno del container inverter è inoltre alloggiato il trasformatore BT/MT che permette l'elevazione della tensione al livello 36kV.

9.2 MODULI BATTERIA

Per i moduli batteria saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LMO) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale. Le batterie sono di tipo ermetico e in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta.

9.3 RACK

Le batterie saranno raggruppate in rack e in particolare ogni rack è composto da 12 moduli batterie collegate in serie tra loro e aventi le seguenti caratteristiche:

Ogni container conterrà 40 rack post in parallelo e sarà associato a ciascuna unità di conversione (PCS) attraverso un Power Center.

9.4 SISTEMA DI CONVERSIONE

La conversione dell'energia elettrica da corrente continua in corrente alternata (e viceversa) è affidata ad un sistema di inverter aventi potenza nominale pari a 5000kVA, alloggiati in appositi container insieme con i quadri di interfaccia e al trasformatore 36kV/BT.

Il sistema è composto in particolare da n.3 cabine inverter.

All'interno del container inverter sarà posizionato, oltre al quadro BT e a 36kV, anche un trasformatore principale 36kV/BT da 6000kVA, isolato in olio avente le seguenti caratteristiche:

PRIMARIO

Tensione Primaria	36kV
Collegamento Primario	triangolo

SECONDARIO

Tensione Secondario	0,38kV
Collegamento Secondario	stella
Gruppo	Dy11

10. 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.

10.1 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.

10.2 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.

10.3 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.

11. 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.

11.1 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.

11.2 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.

11.3 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".

11.4 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.

12. CONNESSIONE ALLA RTN

I due impianti, FV e BESS, funzioneranno 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 un ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150kV denominata "Brindisi Sud".

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.

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/storage;
- 6) Quadro misure.

13. PRODUCIBILITA' IMPIANTO

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

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

VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV

Variant: Tracker

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Project summary

Geographical Site Mesagne Italy	Situation Latitude 40.56 °N Longitude 17.81 °E Altitude 84 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Mesagne PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt -0.4 ° Avg axis azim. 0 °	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %
System information PV Array Nb. of modules 22820 units Pnom total 13.12 MWp	Inverters Nb. of units 43 units Pnom total 12.90 MWac Pnom ratio 1.017	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy 24110 MWh/year	Specific production 1838 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.26 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Single-line diagram	10



PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV

Variant: Tracker

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	
Avg axis tilt	-0.4 °	Backtracking array	
Avg axis azim.	0 °	Nb. of trackers 868 units	
Models used		Sizes	
Transposition	Perez	Tracker Spacing 4.50 m	
Diffuse	Imported	Collector width 2.28 m	
Circumsolar	separate	Ground Cov. Ratio (GCR) 50.6 %	
Horizon		Phi min / max. -/+ 55.0 °	
Free Horizon		Backtracking strategy	
		Phi limits for BT -/+ 59.4 °	
		Backtracking pitch 4.50 m	
		Backtracking width 2.28 m	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	
		Near Shadings	
		According to strings	
		Electrical effect 100 %	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72HPH-580M G2	Model	SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	300 kWac
Number of PV modules	22620 units	Number of inverters	43 units
Nominal (STC)	13.12 MWp	Total power	12900 kWac
Modules	870 Strings x 26 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	330 kWac
Pmpp	12.05 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.02
U mpp	1024 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	11765 A	Total inverter power	
Total PV power		Total power 12900 kWac	
Nominal (STC)	13120 kWp	Number of inverters 43 units	
Total	22620 modules	Pnom ratio 1.02	
Module area	58433 m ²		
Cell area	54234 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.67 mΩ
Serie Diode Loss		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.7 % at STC
Voltage drop	0.7 V	Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s	Module Quality Loss	
Loss Fraction	0.1 % at STC	LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	-0.5 %
Module mismatch losses		Loss Fraction 1.8 %			
Loss Fraction	0.1 % at MPP	Strings Mismatch loss			
		Loss Fraction 0.3 %			



PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV

Variant: Tracker

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.982	0.938	0.903	0.851	0.754	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.74 % at STC
Inverter: SUN2000-330KTL-H1-Preliminary V0.2
Wire section (43 Inv.) Copper 43 x 3 x 240 mm²
Average wires length 200 m

MV line up to Injection

MV Voltage 36 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 150 mm²
Length 5500 m
Loss Fraction 0.38 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 36 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 4.30 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 4.27 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 37.29 kVA
Copper loss fraction 0.87 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 1.29 mΩ

Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 3
Nominal power at STC 12.91 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 12.82 kVA
Copper loss 111.87 kVA



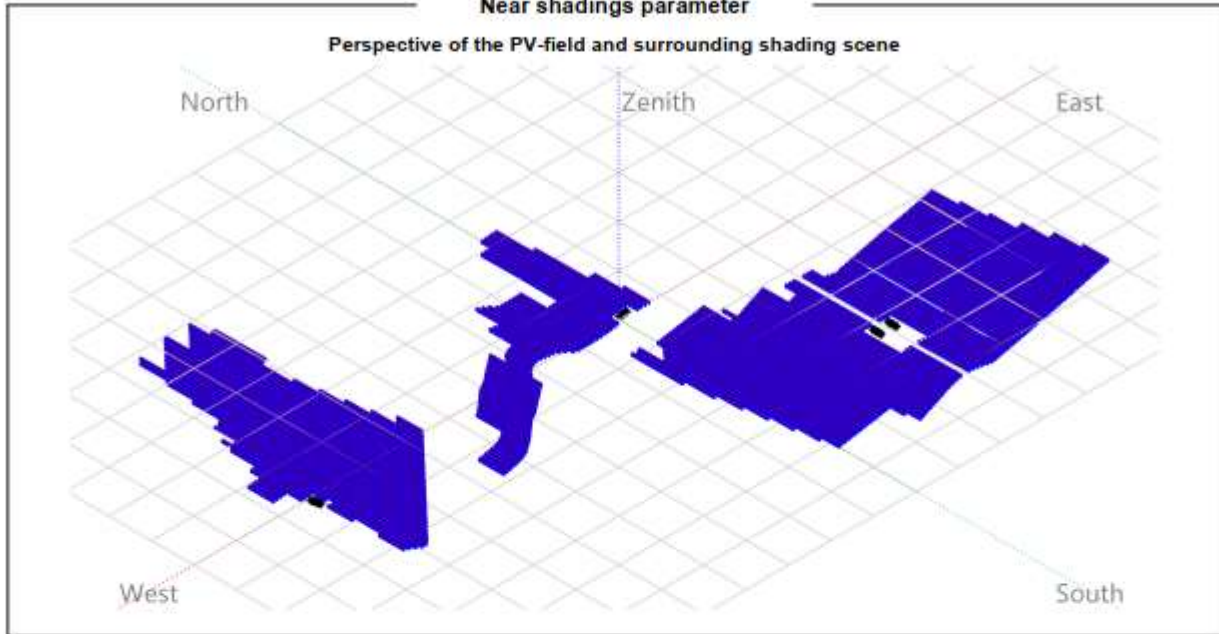
PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV

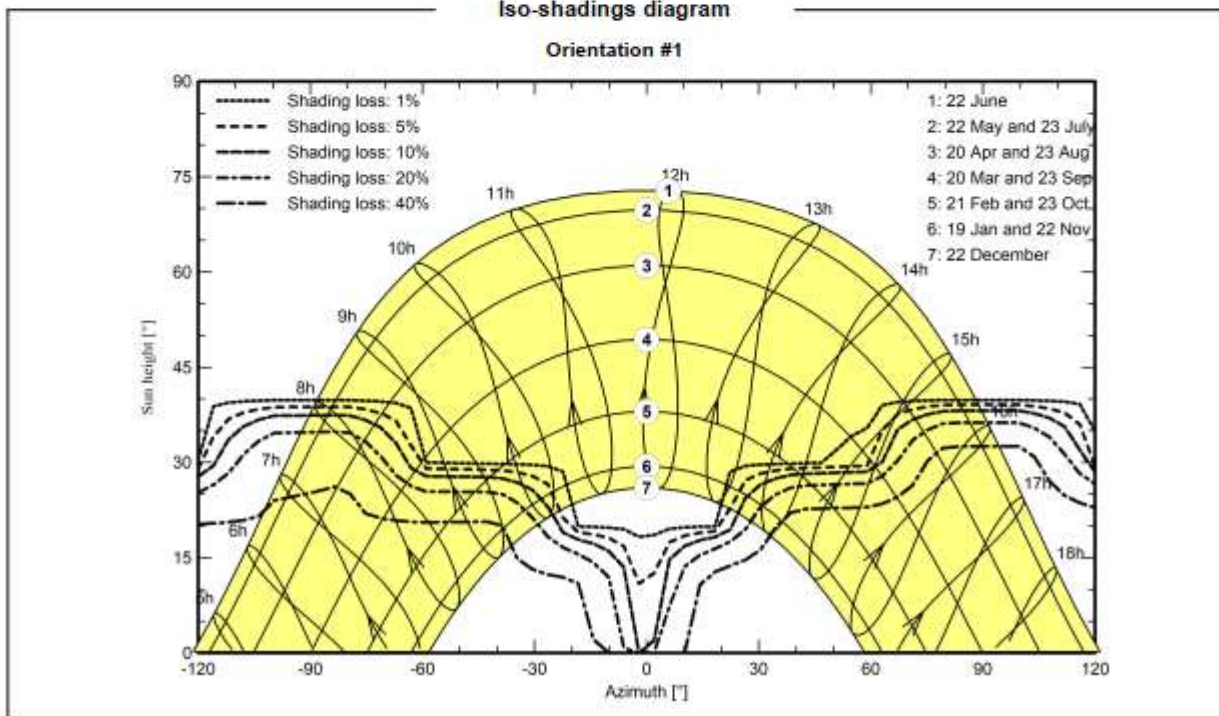
Variant: Tracker

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV

Variant: Tracker

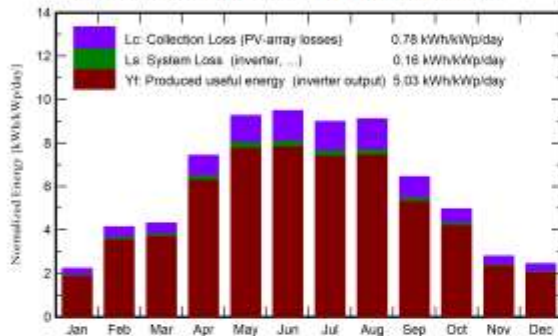
VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Main results

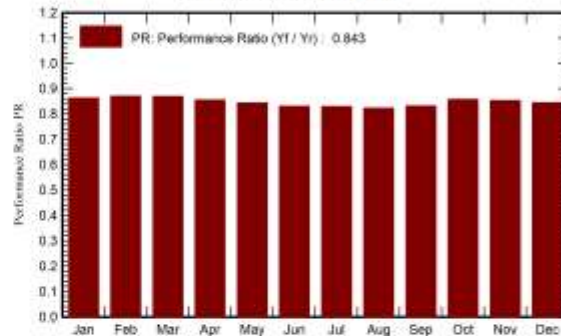
System Production

Produced Energy (P50)	24110 MWh/year	Specific production (P50)	1838 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	84.26 %
Produced Energy (P90)	22541 MWh/year	Produced Energy (P90)	1718 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	22099 MWh/year	Produced Energy (P95)	1684 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	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
January	56.1	30.80	6.83	69.0	63.1	807	781	0.863
February	89.0	33.21	10.08	115.8	108.7	1363	1323	0.871
March	110.1	58.88	11.87	133.6	125.2	1571	1524	0.870
April	175.5	61.58	15.10	222.7	211.7	2580	2500	0.856
May	225.8	65.05	20.33	287.3	274.4	3286	3181	0.844
June	222.4	68.22	23.48	284.8	271.8	3204	3103	0.830
July	218.5	70.36	25.34	278.7	265.9	3131	3032	0.829
August	217.4	55.97	27.11	282.4	269.9	3150	3050	0.823
September	150.6	52.36	24.10	193.3	183.3	2176	2109	0.832
October	118.6	43.64	17.96	153.9	145.1	1783	1731	0.857
November	66.2	29.86	13.46	83.7	77.2	966	936	0.853
December	59.2	26.26	10.93	75.7	69.3	866	840	0.845
Year	1709.3	596.19	17.25	2180.9	2065.7	24881	24110	0.843

Legends

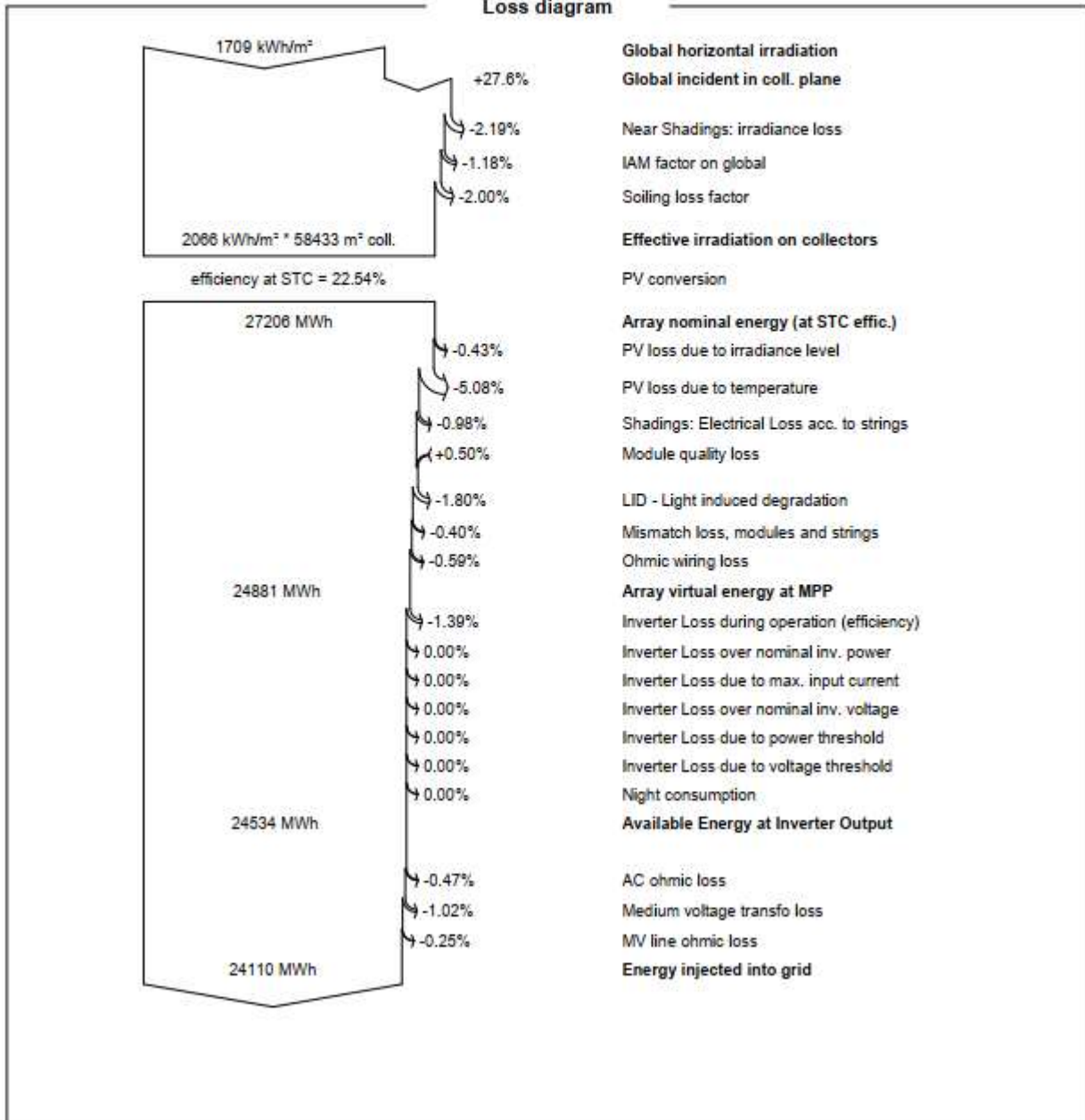
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV
Variant: Tracker
VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Loss diagram





PVsyst V7.3.1
VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

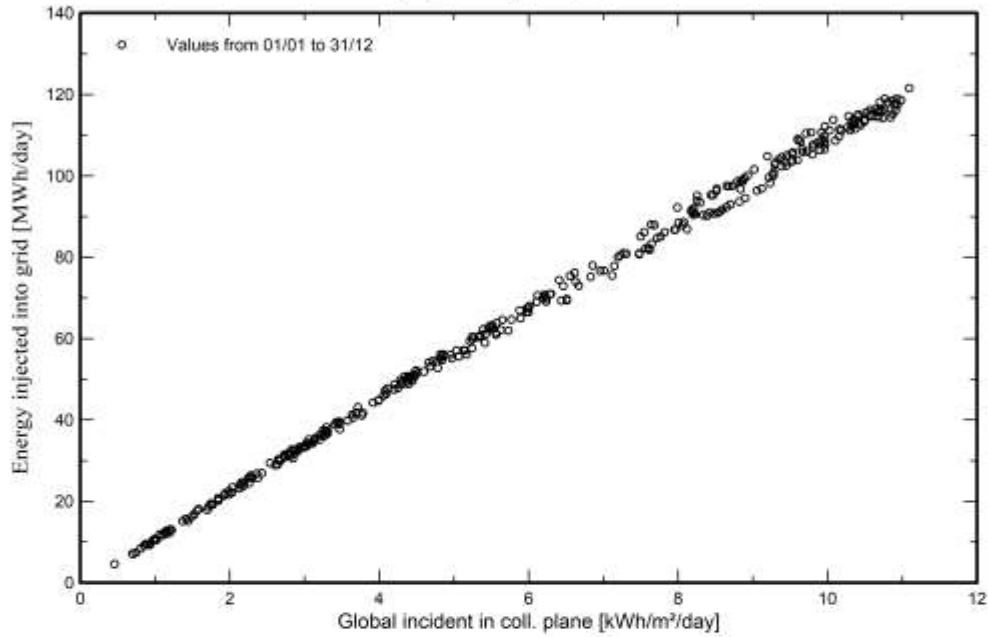
Project: Mesagne FV

Variant: Tracker

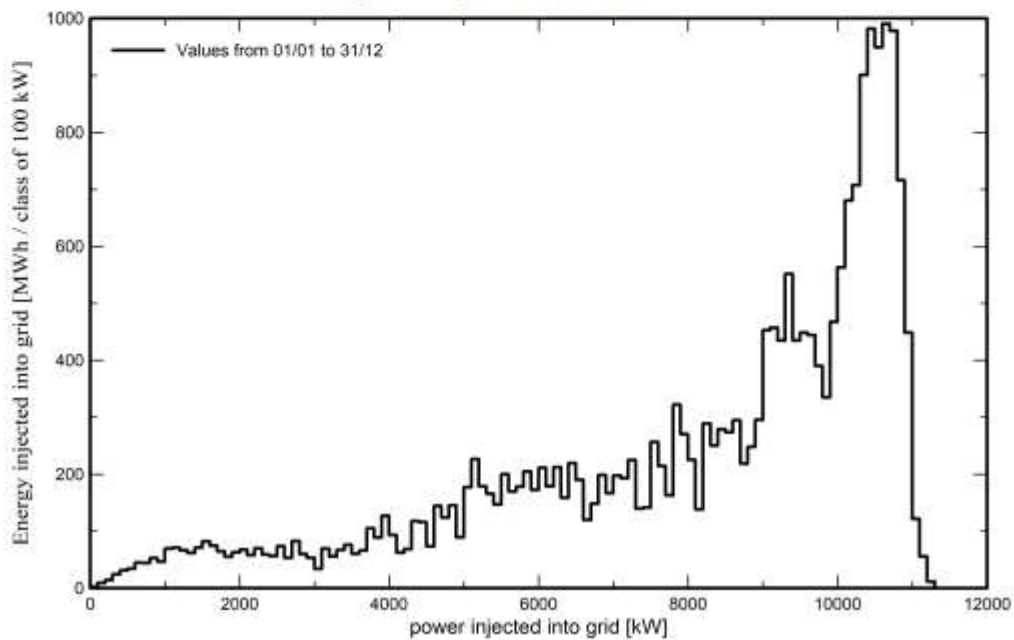
VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.3.1

VC1, Simulation date:
02/11/23 11:29
with v7.3.1

Project: Mesagne FV

Variant: Tracker

VOLTALIA PORTUGAL, S.A. (Portugal)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source	PVGIS api TMY
Kind	Monthly averages
TMY - Multi-year average	
Year-to-year variability(Variance)	4.7 %
Specified Deviation	
Climate change	0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	5.1 %
-----------------------------	-------

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

Annual production probability

Variability	1.22 GWh
P50	24.11 GWh
P90	22.54 GWh
P95	22.10 GWh

Probability distribution

