



REGIONE SICILIA  
REGIONE  
SICILIA



COMUNE DI  
TRAPANI



PROVINCIA DI  
TRAPANI

## PROGETTO DEFINITIVO

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

Titolo elaborato

### RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo

Codice elaborato

**F0454AR01A**

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

### Progettazione



#### F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza  
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452  
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico  
(ing. Giovanni Di Santo)



Gruppo di lavoro

ing. Giuseppe MANZI  
ing. Mauro MARELLA  
ing. Marco LORUSSO  
dott. for. Luigi ZUCCARO  
arch. Gaia TELESCA  
ing. Beniamino D'ERCOLE  
ing. Rosanna SANTARSIERO  
ing. Simone LOTITO  
ing. Gerardo SCAVONE



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).

Consulenze specialistiche

### Committente



**SOLAR PIANA BORROMEIA S.r.l.**  
Via Durini, 9 - 20122 Milano

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Giugno 2022	Prima emissione	MLO	MMA	GDS

# Sommario

<b>Premessa</b>	<b>1</b>
<b>1 Descrizione generale del progetto</b>	<b>2</b>
<i>Dati generali del progetto</i>	<i>2</i>
<i>Normativa tecnica di riferimento</i>	<i>3</i>
<b>2 Descrizione degli elementi tecnici dell'impianto fotovoltaico</b>	<b>7</b>
<b>2.1 Pannelli fotovoltaici</b>	<b>7</b>
<b>2.2 Stringhe</b>	<b>8</b>
<b>2.3 Inverter di stringa</b>	<b>8</b>
<b>2.4 Strutture di supporto</b>	<b>10</b>
<b>2.5 Trasformatore</b>	<b>15</b>
<b>2.6 Configurazione dell'impianto</b>	<b>16</b>
<b>2.7 Cabine di sottocampo</b>	<b>20</b>
<b>2.8 Cabina di distribuzione</b>	<b>20</b>
<b>2.9 Ventilazione box trasformatori</b>	<b>21</b>
<b>2.10 Conduttori elettrici e cavidotti</b>	<b>21</b>
<b>2.11 Sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT</b>	<b>22</b>
<b>3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico</b>	<b>23</b>
<b>3.1 Stima della produzione di energia</b>	<b>23</b>
3.1.1 Sito di installazione	23
3.1.2 Dati meteorologici	24
3.1.3 Dati tecnici	24
3.1.4 Ombreggiamento	25
3.1.5 Perdite energetiche	26
3.1.6 Irraggiamento e producibilità	26
3.1.7 Misure di irraggiamento e performance	31
<b>3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera</b>	<b>32</b>

<b>4</b>	<b>Descrizione del sistema di accumulo</b>	<b>33</b>
<b>4.1</b>	<b>Servizi</b>	<b>33</b>
4.1.1	Energy shifting	33
4.1.2	Regolazione secondaria	34
4.1.3	Bilanciamento	34
<b>4.2</b>	<b>Dimensionamento sistema di accumulo</b>	<b>34</b>
<b>4.3</b>	<b>Configurazione impianto</b>	<b>34</b>
<b>4.4</b>	<b>Descrizione di diversi elementi progettuali</b>	<b>37</b>
4.4.1	Container di conversione e trasformazione	37
4.4.2	Trasformatore	38
4.4.3	Inverter	39
4.4.4	Container Batterie	42
4.4.5	Quadro MT	43
<b>5</b>	<b>Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione</b>	<b>44</b>
<b>5.1</b>	<b>Protezione generale</b>	<b>44</b>
5.1.1	Protezione contro i contatti diretti	44
5.1.2	Protezione contro i contatti indiretti	45
5.1.3	Protezioni dai sovraccarichi	46
5.1.4	Protezione conduttori contro il corto circuito	46
5.1.5	Cartelli	47
5.1.6	Materiale per l'esercizio e la manutenzione	47
5.1.7	Mezzi di estinzione	47
5.1.8	Qualifica del personale	48
5.1.9	Apparecchiature e componenti	48
	<b><i>Cavi</i></b>	<b>48</b>
	<b><i>Connessioni elettriche</i></b>	<b>48</b>
	<b><i>Materiali isolanti</i></b>	<b>49</b>
	<b><i>Sezionatori</i></b>	<b>49</b>
	<b><i>Interruttori</i></b>	<b>49</b>
	<b><i>Interruttori di manovra</i></b>	<b>50</b>
	<b><i>Relè di protezione</i></b>	<b>50</b>
	<b><i>TA e TV di protezione</i></b>	<b>50</b>

<b><i>Trasformatori</i></b>	<b>51</b>
<b><i>Pulsanti di sgancio della cabina</i></b>	<b>51</b>
<b>5.2 Protezione contro i fulmini</b>	<b>52</b>
5.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	52
5.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	52
5.2.3 Impianto di terra	52
<b><i>Realizzazione dell'impianto di terra</i></b>	<b>52</b>
<b><i>Verifica dell'impianto di terra</i></b>	<b>53</b>

**Allegato 1: risultati simulazione parco FV con software PVSYST**

**Allegato 2: Scheda tecnica dei pannelli fotovoltaici**

**Allegato 3: Scheda tecnica Tracker**

**Allegato 4: Scheda tecnica inverter**

**Allegato 5: Scheda tecnica power station**

**Allegato 6: Scheda tecnica inverter per impianto di accumulo**

**Allegato 7: Container batterie**

## Premessa

La presente relazione accompagna il progetto definitivo di realizzazione di un impianto Agrofotovoltaico di produzione di energia da fonte fotovoltaica con potenza nominale di 49 MWp sito nel comune di Trapani in località Piana Borromea. L'area di intervento presenta un'estensione complessiva di circa 90 ettari ed interessa terreni a funzione prevalentemente agricola. I tracker sono posizionati con un interasse di oltre 5 m in modo da assicurare una luce libera tra i moduli pari a 3 m utile alla coltivazione agricola.

In prossimità dell'impianto verranno realizzate le cabine di sottocampo e la cabina principale, dalla quale si diparte la linea di collegamento di media tensione a 30 kV interrata verso il punto di consegna previsto presso la stazione elettrica del produttore Solar Piana Borromea Srl, sita nella particella catastale n.264 del foglio 292 del Comune di Trapani.

La Società GR VALUE DEVELOPMENT S.r.l. ha presentato a Terna S.p.A. la richiesta di connessione alla RTN per un impianto di generazione da 50 MW integrato da un sistema di accumulo da 10 MW. A seguito della citata richiesta, il gestore ha trasmesso la soluzione tecnica minima generale per la connessione (codice di rintracciabilità STMG n. 202100907) che la società ha accettato formalmente. La GR VALUE DEVELOPMENT S.r.l. ha successivamente presentato richiesta di voltura della suddetta pratica di connessione alla società SOLAR PIANA BORROMEA Srl che ne ha acquisito di fatto la piena titolarità come comunicato dal gestore in data 24/12/2021.

Secondo quanto previsto dal preventivo di connessione rilasciato da Terna lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto agrofotovoltaico venga collegato "in antenna a 220 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento (SE) a 220 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Fulgatore-Partanna", previa:

- realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV "Fulgatore – Partinico", di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa.

Le opere di cui alla STMG ricadranno nel territorio comunale di Trapani.

La presente relazione descrive in dettaglio i diversi elementi progettuali dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo nonché il loro dimensionamento ed i criteri di scelta utilizzati.

A tal proposito si precisa che tutti gli impianti previsti rappresentano la miglior soluzione installativa emergente dalla valutazione del rapporto qualità/prezzo e dell'oggettiva funzionalità e flessibilità degli impianti, data anche la particolare natura della struttura in oggetto.

La validità delle soluzioni proposte sotto il profilo della sicurezza e della conformità normativa è vincolata all'impiego di materiali recanti la marcatura CE ed il marchio IMQ, integri, posati secondo le indicazioni del costruttore e in ogni caso strettamente dipendente dalle condizioni d'uso e di conservazione in efficienza dello stesso. Le installazioni da porre in opera saranno verificate con adeguata strumentazione prima dell'entrata in funzione, coerentemente con quanto disposto dalla normativa vigente.

## 1 Descrizione generale del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, tramite l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su strutture metalliche di supporto, denominate "tracker", in quanto in grado di variare l'angolazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste per massimizzare l'efficienza dell'impianto.

I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa", che, a sua volta, sarà collegata in parallelo con le altre fino ad un massimo di 14 stringhe per convogliare tutta l'energia prodotta verso gli inverter distribuiti all'interno dell'impianto che la convertono in corrente alternata. Dagli inverter l'energia verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo (power station) che ospitano il quadro di parallelo e il trasformatore e fungono da "cabine di trasformazione" incrementando il voltaggio fino alla media tensione (MT 30kV) prima della connessione alla cabina di distribuzione finale che collega tutte le cabine power station dei vari sottocampi e da cui ha origine il cavidotto di uscita dal campo.

L'impianto nel suo complesso è composto da 4 campi. Il circuito di uscita dal campo 1 verrà collegato in entrata alla cabina di distribuzione del campo 2 da cui avrà origine un solo circuito in uscita verso la cabina del campo 3 e così via fino alla cabina di distribuzione del campo 4.

A valle della cabina di distribuzione dell'ultimo campo, l'energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla sottostazione di condivisione e trasformazione e, da qui, alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite il punto di connessione posto nel territorio comunale di Trapani.

L'impianto è caratterizzato da una **potenza di picco installata in corrente continua di 54,5 MWp** suddivisa nei 4 "campi".

### *Dati generali del progetto*

Il sito di realizzazione dell'impianto fotovoltaico ricade interamente all'interno del territorio comunale di Trapani e come detto è diviso in 4 campi fotovoltaici

Le coordinate dei 4 campi sono le seguenti:

#### **CAMPO 1**

- Latitudine: 37.91°N;
- Longitudine: 12.64° E;
- altitudine: circa 83 m slm.

#### **CAMPO 2**

- Latitudine: 37.91°N;
- Longitudine: 12.64° E;
- altitudine: circa 83 m slm.

#### **CAMPO 3**

- Latitudine: 37.91°N;
- Longitudine: 12.64° E;
- altitudine: circa 83 m slm.

#### **CAMPO 4**

- Latitudine: 37.91°N;
- Longitudine: 12.64° E;

- altitudine: circa 83 m slm.

L'impianto fotovoltaico in progetto è costituito principalmente dai seguenti elementi:

- **pannelli fotovoltaici;**
- **strutture metalliche di sostegno ed orientazione dei pannelli;**
- **inverter di stringa distribuiti**
- **cabine di campo e di trasformazione;**
- **conduttori elettrici e cavidotti;**
- **strade interne e perimetrali;**
- **impianti di illuminazione e videosorveglianza;**
- **canali per la regimentazione delle acque di ruscellamento superficiale;**
- **interventi di riequilibrio e reinserimento ambientale;**
- **recinzione perimetrale e cancelli di accesso.**

**In adiacenza alla sottostazione di condivisione e trasformazione è prevista la realizzazione di un impianto di accumulo con unità containerizzate, inverter e trasformatori per una potenza di prelievo ed immissione di 10MW e una capacità di 20MWh.**

A completamento degli interventi di progetto, infine, si prevede anche la realizzazione delle recinzioni perimetrali e di cancelli di ingresso finalizzati alla protezione degli impianti descritti in precedenza.

#### *Normativa tecnica di riferimento*

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- **Legge 1 marzo 1968, n. 186:** disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10:** norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79:** attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000:** finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77:** sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380:** Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003:** attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004:** Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

- **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006:** Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
  - **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010:** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
  - **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
  - **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015:** Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- Sicurezza:
- **D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
  - **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
- Norme Tecniche
- **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
  - **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
  - **CEI 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
  - **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
  - **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
  - **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
  - **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
  - **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
  - **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
  - **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
  - **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
  - **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
  - **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
  - **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
  - **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
  - **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;

- **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
- **CEI EN 60904-1(CEI 82-1)**: dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2)**: dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3)**: dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9)**: sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8)**: moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12)**: moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22)**: fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25**: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24)**: componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31)**: compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $I_n = 16$  A per fase).
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2)**: disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13)**: apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
  - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1)**: apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
  - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2)**: prescrizioni particolari per i condotti sbarre
  - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3)**: 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 EN 60445 (CEI 16-2)**: principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1)**: gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1)**: scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- **CEI 20-19**: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 20-20**: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10)**: protezione contro i fulmini.

Serie composta da:

- **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
- **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
- **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
- **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
- **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
- **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

TICA:

- **Delibera ARG-elt n.90-07:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **Delibera ARG-elt n. 161-08:** modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
- **Delibera ARG-elt n. 179-08:** modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione:

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

## 2 Descrizione degli elementi tecnici dell'impianto fotovoltaico

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali che caratterizzano l'impianto fotovoltaico.

### 2.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo bifacciale tipo JA Solar JAM78D30-610/GB o similare. Assemblati con celle PERCIUM bifacciali da 11BB e tecnologia di connessione a nastro gap-less, questi moduli a doppio vetro hanno la capacità di convertire le luci incidenti sul lato posteriore in elettricità in aggiunta a ciò che viene generato dal lato anteriore, fornendo una maggiore potenza di uscita, un coefficiente di temperatura inferiore, una minore perdita di ombra e una maggiore tolleranza per il carico meccanico, risultando più performanti e più convenienti in termini di generazione di energia solare, nonché tolleranza per ambienti difficili e condizioni meteorologiche estreme.

I pannelli sfruttano la tecnologia "*half cut cells*" letteralmente celle tagliate a metà.

La tecnologia "*half cut cells*" permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

#### A) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l'effetto di un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

#### B) Diminuzione delle perdite resistive

Nelle celle half cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch'essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di  $\frac{1}{4}$  (essendo le perdite proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità.

#### C) Minore possibilità di crack

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: JA Solar;**
- **modello: JAM78D30-610/GB;**
- **tipologia: Bifacciali**
- **potenza di picco: 610 Wp;**
- **tensione massima di sistema: 1500V DC**
- **resa in bifaccialità: 70% ± 10%**
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC): 53.73 V;**
- **corrente di corto circuito (Isc a STC): 14.13 A;**
- **dimensioni: 2471×1134x35 mm;**

- peso: 33.4 kg.

## 2.2 Stringhe

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare 24 moduli in serie, uniti lungo il lato maggiore (1x24 portrait) per formare una "stringa".

Ogni stringa, pertanto, produce una potenza pari a:

$$24 \times 610 \text{ W} = 14,640 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (rif. Condizioni STC):

$$P_{MAX} = 14,64 \text{ kW}$$

$$V_{OC} = 24 \times 53,73 = 1289,52 \text{ V}$$

$$V_{MPP} = 24 \times 45,77 = 1098,48 \text{ V}$$

$$I_{SC} = 14,13 \text{ A}$$

$$I_{MP} = 13,33 \text{ A}$$

Unendo in parallelo fino a 3 stringhe si prevede di formare una struttura di supporto unica, denominata "tracker", un inseguitore monoassiale autoalimentato, che grazie ad un algoritmo è in grado di seguire con precisione la posizione del sole nell'arco della giornata, andando ad aumentare le ore di irraggiamento diretto in impianti di produzione dell'energia da fonte solare.

## 2.3 Inverter di stringa

Le stringhe da 24 moduli saranno unite in parallelo per formare un array di massimo 14 stringhe che sarà collegato ad un inverter di stringa da 250kVA che trasformano la corrente continua prodotta dai pannelli in corrente alternata con tensione di uscita di 800V.

### SG250HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

**SUNGROW**  
Clean power for all



**Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea" RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

Per garantire la produzione di energia dell'impianto, è stata prevista l'installazione inverter distribuiti di marca SUNGROW modello SG250HX, le cui caratteristiche sono di seguito riportate.

Designazione	SG250HX - V113
<b>Ingresso (CC)</b>	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 500 V
Tensione nominale in ingresso	1160 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	30 A * 12
Corrente di cortocircuito max.	50 A * 12
<b>Uscita (CA)</b>	
Potenza CA massima in uscita alla rete	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C/200 kVA @50°C
Potenza CA nominale in uscita	225kW
Corrente CA max. in uscita	180.5 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	680 – 880V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
<b>Efficienza</b>	
Efficienza max.	99.0 %
Efficienza europea	98.8 %
<b>Protezione</b>	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC	Si
Sezionatore CA	No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Si
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
<b>Dati Generali</b>	
Dimensioni (L x A x P)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo energetico notturno	< 2 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	da -30 a 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , opzionale 10 mm <sup>2</sup> )
Tipo di collegamento CA	Terminali OT (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N, 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza

Gli inverter saranno posizionati in campo in posizione strategica rispetto alla cabina power center di riferimento. Essi saranno installati su un telaio in acciaio, ad altezza minima di 1,5 metri dal piano di campagna e protetti dai raggi solari con una apposita tettoia.

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} STRINGA > V_{min} INVERTER$$

$$1098,48 V > 500 V$$

$$V_{max} STRINGA < V_{max} INVERTER$$

$$1395,91 V < 1500 V$$

$$I_{max} IN < I_{max} INVERTER$$

$$2 \cdot 13,33 = 26,66 < 30 A \text{ verificata}$$

Dove:

$V_{min} STRINGA$  è la tensione minima  $V_{MPP}$  della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C);

$V_{min} INVERTER$  è la tensione minima di avvio dell'inverter

$V_{max} STRINGA$  è la tensione massima  $V_{oc}$  della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata come segue:

$$V_{max} = V_{oc(20^\circ)} \cdot (1 + \text{Coef}_{T\_VOC} \cdot \Delta T) = 1289,52 \cdot (1 + (-0.275\%) \cdot (-10-20))$$

$$V_{max} = 1289,52 \cdot (1 + 8.25\%) = 1395,91$$

$V_{max} INVERTER$  è la tensione massima di funzionamento dell'inverter

$I_{max} STRINGA$  è la corrente massima  $I_{MP}$  della stringa a condizioni STC

$I_{max} INVERTER$  è la corrente massima  $I_{MPPT}$  dell'inverter

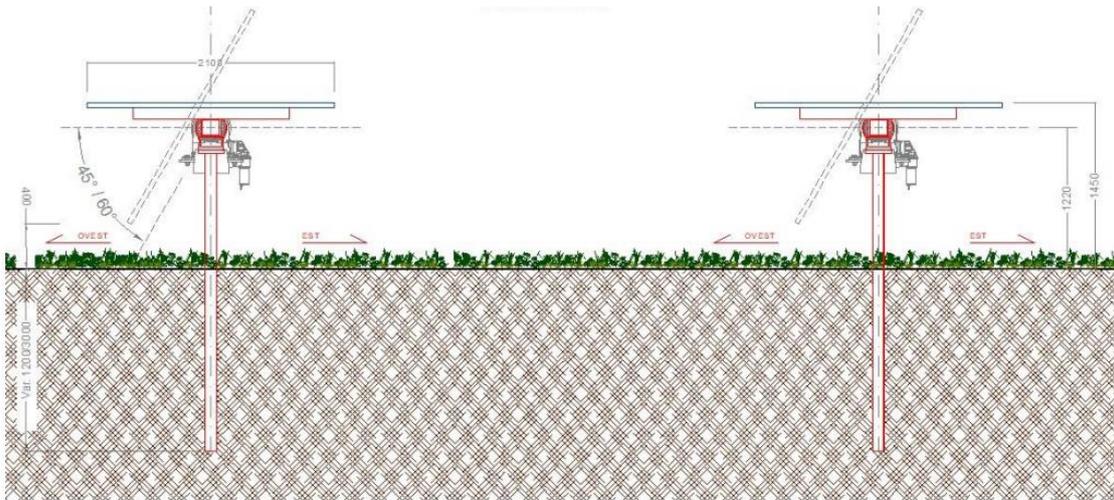
Per ogni ingresso MPPT dell'inverter saranno collegate due stringhe in parallelo, quindi la corrente di ingresso è data dal valore  $I_{max}$  di due stringhe. Il valore massimi di immisione  $I_{max} IN$  è inferiore a quella dell'MPPT dell'inverter, pertanto, in caso di condizioni STC, l'inverter consentirà l'immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

## 2.4 Strutture di supporto

Le strutture metalliche di supporto ai pannelli fotovoltaici, denominate "tracker", saranno posizionate con asse nord-sud dato che sono in grado di variare l'angolazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste.

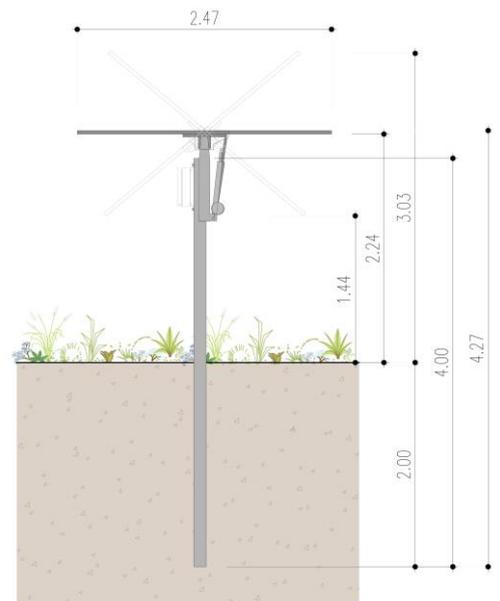
Sulla base delle considerazioni geologiche, geomorfologiche e geotecniche, la fondazione su cui poggeranno le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo ad infissione, costituita da tubolari o omega in acciaio zincato (pali), che saranno infissi direttamente nel terreno mediante l'utilizzo di una macchina specifica. Tale tecnologia è utilizzata nell'ambito dell'ingegneria ambientale e dell'ecoedilizia al fine di non alterare le caratteristiche naturali dell'area soggetta all'intervento. Rispetto alle tradizionali fondazioni in cemento armato tale sistema risulta essere meno invasivo e permette una maggiore facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto.

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**



**Figura 1: SEZIONE TIPOLOGICA**

La distanza fra le file è stata scelta di 5,5m non solo per evitare un possibile effetto ombra fra i moduli fotovoltaici, ma anche per garantire una distanza libera tra i moduli superiore ai 3 metri per lo svolgimento delle operazioni di coltivazione.



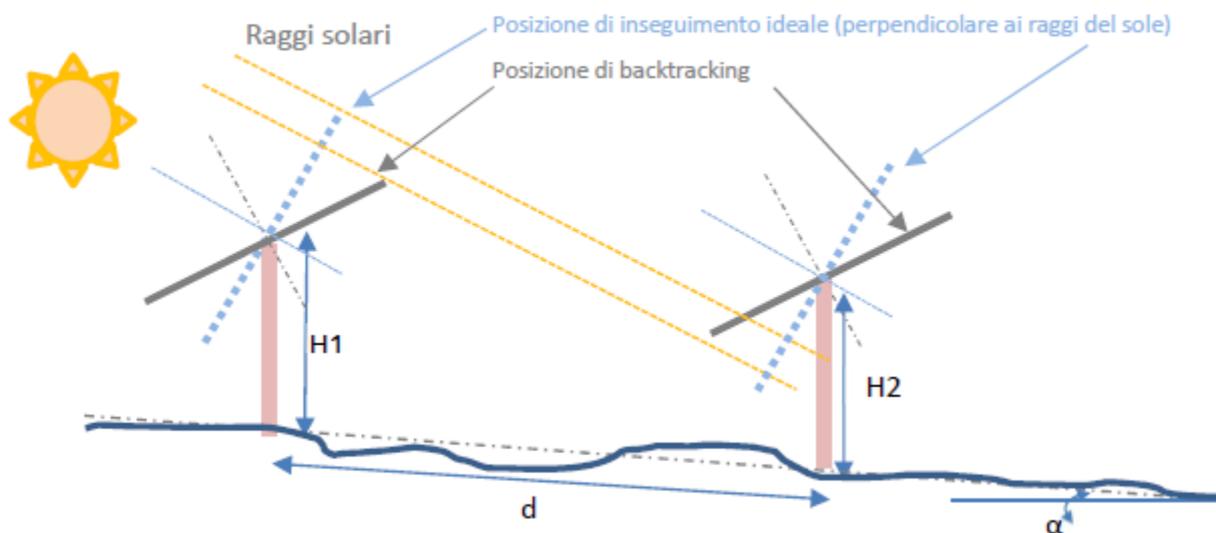
**Figura 2: Tracker per agro-fotovoltaico**

Come detto i "tracker" sono in grado di variare l'inclinazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste. L'inclinazione massima degli inseguitori tradizionali arriva fino a 60°, invece per i tracker in impianti agro-fotovoltaici l'inclinazione massima è limitata a 45° per lasciare maggiore spazio alle colture sottostanti.

La soluzione adottata nel presente progetto prevede delle strutture con pali di altezza fuori terra di 3m e pannelli montati in serie in soluzione 1- portrait, limitando, come detto, l'inclinazione dei moduli ( $\pm 45^\circ$ ), per avere, alla massima inclinazione del modulo, un'altezza minima di 1,44 m, un'altezza massima

di circa 3 metri, e un'altezza media di 2,2m. La soluzione adottata è stata scelta per avere un'altezza minima utile per le coltivazioni e allo stesso tempo contenere l'impatto visivo delle strutture.

In posizioni di sole critiche, come l'alba o il tramonto, un sistema di "backtracking" limiterà ulteriormente l'inclinazione scegliendo la posizione dei pannelli in modo da evitare l'ombreggiamento reciproco.



**Figura 3: Schema di inseguimento del tracker**

Per poter rendere la giacitura del terreno compatibile con l'installazione delle strutture di supporto, inoltre, sono previste anche minime attività di movimento terra finalizzate ad operazioni di livellamento e regolarizzazione del piano campagna.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio della struttura, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: CONVERT;**
- **modello: TRJ-P (Portrait);**
- **range di rotazione: 90° (da -45° a +45°);**  
 l'angolo di rotazione viene limitato a 45° al fine di garantire uno spazio maggiore alle coltivazioni al di sotto del tracker.
- **massima inclinazione ammissibile: N-S 7%;**

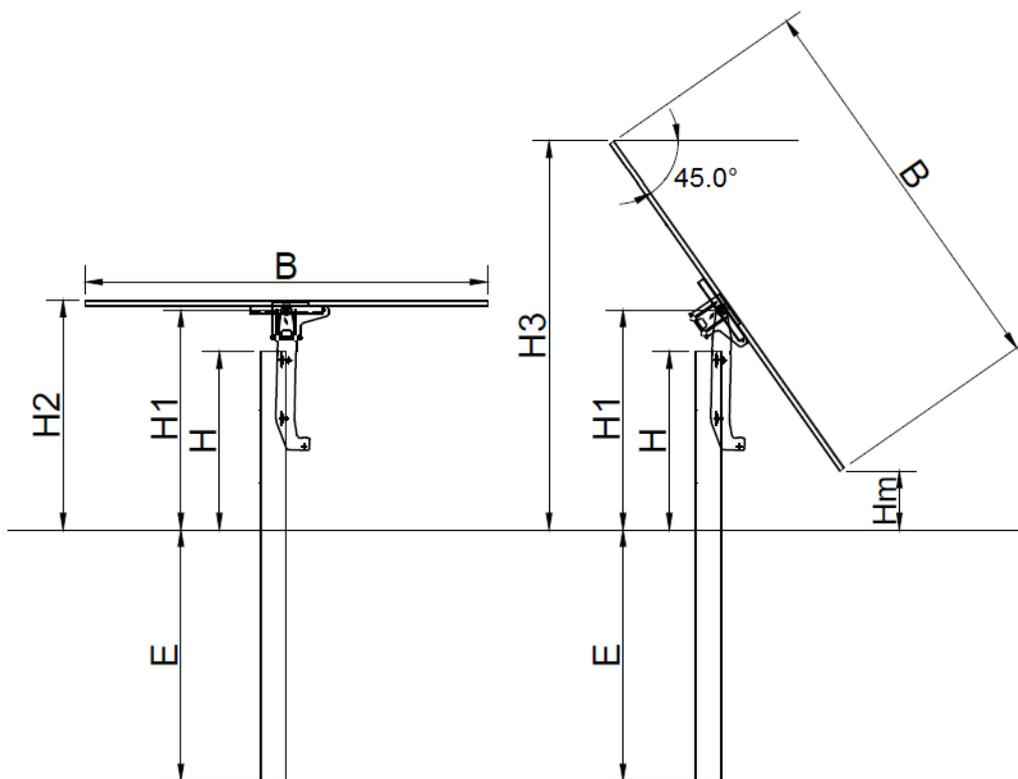


Figura 4: Dettagli tracker

#### Caratteristiche principali tracker:

- *Tipo di inseguitore:* Tracker orizzontale, monoassiale con asse di rotazione N-S e inseguimento E-O.
- *Sistema di inseguimento:* Controllo dell'inseguimento basato su orologio astronomico, auto riconfigurante ad ogni riaccensione.
- *Deviazione massima:*  $\pm 2^\circ$
- *Configurazione:* 1 x V (verticale o "portrait")
- *Intervallo di Inclinazione:*  $\pm 45^\circ$
- *Movimentazione:* Attuatore lineare autolubrificante.
- *Bilanciamento:* Struttura completamente bilanciata (asse di rotazione allineato con il baricentro della parte in movimentazione).
- *Backtracking:* Indipendente, sia meccanicamente che elettricamente, per ogni fila e completamente regolabile in base al montaggio ed alle pendenze su lato Est e lato Ovest.
- *Alimentazione motori:* Alimentazione standard AC 148V, 50/60 Hz;
- *Monitoraggio:* Comunicazione Wireless o wired in tempo reale tramite protocollo ModBus/TCP.
- *Materiale:* Acciaio strutturale con caratteristiche in accordo ai calcoli strutturali secondo norme vigenti
- *Protezione superficiale:* Tutti gli elementi dovranno essere in acciaio zincati a caldo secondo ISO1461:2009. Dovranno essere considerati ambienti aggressivi industriali per una durata minima di 25 anni.

- *Messa a terra elettrica*: Struttura metallica in continuità elettrica, con messa a terra tramite pali di fondazione.
- *Altezza palo sostegno fuoriterra H1*: altezza fuoriterra del palo di sostegno variabile da un minimo di 2m a un massimo di 3m.
- *Altezza minima Hm*: altezza minima dei moduli dal terreno alla massima inclinazione di 45° pari a 1440mm (con sostegno 2,2m).
- *Altezza massima H3*: altezza massima dei moduli dal terreno alla massima inclinazione pari a 3030 mm (per tracker a 45°).
- *Tolleranze di installazione*: Altezza:  $\pm 20$ mm; Nord/Sud:  $\pm 20$ mm; Est Ovest:  $\pm 20$ mm; Inclinazione:  $\pm 2^\circ$ ; Torsione:  $\pm 5^\circ$ ; Inclinazione del terreno N/S:  $\pm 4^\circ$  in direzione N/S (estendibile); Inclinazione del terreno E/O: Nessuna limitazione

Tutte le parti in acciaio di movimento e i pilastri di fondazione saranno zincati a caldo secondo ISO 1461:2009, le altre componenti in acciaio saranno zincate in base alle condizioni ambientali del sito per avere una durata di progetto di 25 anni.

L'inseguitore potrà essere installato da due operatori utilizzando strumenti standard e senza particolari esigenze di assemblaggio in quanto non è richiesta alcuna saldatura o taglio in loco durante la fase di montaggio.

L'inseguitore è completamente adattabile alle condizioni geomorfologiche del sito mentre il baricentro della parte mobile della struttura verrà allineato all'asse di rotazione.

### **PANNELLO DI CONTROLLO**

La scheda di controllo è dotata di 10 uscite per il comando di 10 motori (attuatori lineari elettrici). Un'unica scheda di controllo potrà pilotare 10 tracker, per una capacità di energia fotovoltaica di circa 146,40 kWp (stringa di 24 moduli da 610 Wp).

Sistema di controllo degli inseguitori, dotato di connessione remota in tempo reale, è basato su orologio astronomico, auto configurato che non richiede alcun sensore di campo.

Il sistema di backtracking è configurato sulla base delle condizioni del singolo tracker.

Ogni sottocampo è dotato di un anemometro per allarme vento forte e sistema di autoprotezione

Il sistema GPS integrato acquisisce automaticamente la posizione del sito, la data e l'ora. Interfaccia RS232 con Sovratensione protezione 120 A – 0,2 J. 20 canali simultanei.

Protocollo di comunicazione ModBus su Wireless.

N° 20 ingressi per contatti puliti per il collegamento dei finecorsa dell'attuatore lineare (2 ingressi per ogni attuatore).

Protezione da sovratensione, 40 A – 400 W – forma d'onda 10/1000  $\mu$ s.

Isolamento elettrico 890 V.

### **SPECIFICHE ELETTRICHE**

Massimo potenza di picco per inseguitore 12,0 kW CC (1x30 stringhe moduli FV - 400 Wp).

Attuatore: 1 attuatore lineare elettrico AC.

Tensione di alimentazione: 240 V monofase 60 Hz.

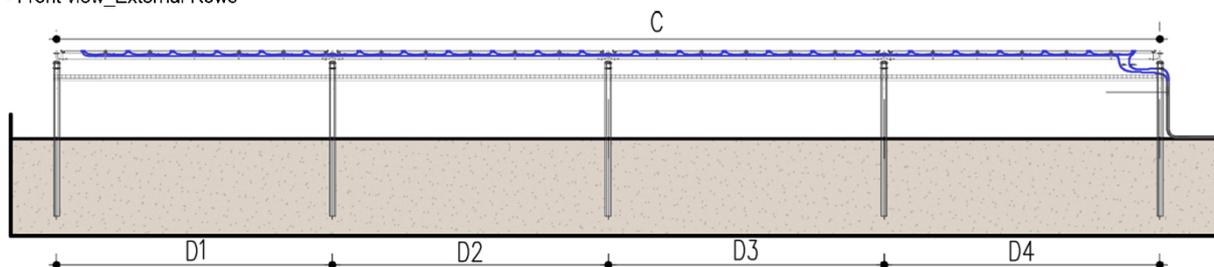
Codice IP: IP55.

Gli attuatori sono alimentati dal quadro ausiliari ubicato nella cabina del relativo sottocampo.

Configurazione attuatori:

Blocco da 72 moduli fotovoltaici	3 attuatori
Blocco da 42 moduli fotovoltaici	2 attuatori
Blocco da 24 moduli fotovoltaici	1 attuatore

TRJH - Front view\_External Rows



TRJH - Top view\_External Rows

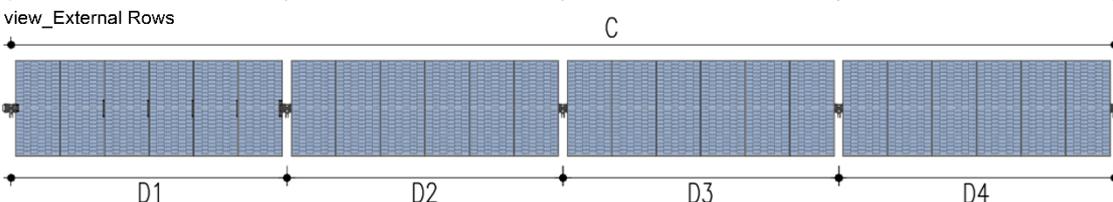


Figura 5: Tracker da 24 moduli

Per maggiori dettagli relativi all'architettura del sistema consultare i documenti allegati.

## 2.5 Trasformatore

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 4 campi. In ogni sottocampo è previsto un container prefabbricato in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/MT della potenza di 4000 kVA. Sarà a singolo secondario con tensione di 600V ed avrà una tensione al primario di 30kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **resina** (avvolgimenti impregnati)
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
- Peso: 7000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 30 KV
- Tensione secondario 0,6 KV
- Perdite 6%
- simbolo di collegamento Dy 11
- collegamento primario triangolo
- collegamento secondario stella
- classe ambientale E2
- classe climatica C2
- comportamento al fuoco F1
- classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
- temperatura ambiente max. 40 °C

- installazione interna
- tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria  
altitudine sul livello del mare  $\leq 1000\text{m}$

## 2.6 Configurazione dell'impianto

L'impianto, come detto, è suddiviso in 4 "campi", ognuno dei quali suddiviso in sottocampi collegati ad altrettante cabine di sottocampo caratterizzate dalle seguenti potenze di picco:

### CAMPO 1

- **sottocampo 1a:**
  - 32 tracker da 24 moduli
  - 32 tracker da 48 moduli
  - 63 tracker da 72 moduli
  - 285 stringhe x 24 Moduli
  - 6.840 moduli da 610 Wp**
  - 14 inverter di stringa da 250 kVA
  - Potenza totale in DC: 4.172 kW**
  - Potenza totale in AC: 3.500 kVA**
- **sottocampo 1b:**
  - 34 tracker da 24 moduli
  - 40 tracker da 48 moduli
  - 58 tracker da 72 moduli
  - 288 stringhe x 24 Moduli
  - 6.912 moduli da 610 Wp**
  - 14 inverter di stringa da 250 kVA
  - Potenza totale in DC: 4.216 kW**
  - Potenza totale in AC: 3.500 kVA**
- **sottocampo 1c:**
  - 16 tracker da 24 moduli
  - 22 tracker da 48 moduli
  - 79 tracker da 72 moduli
  - 297 stringhe x 24 Moduli
  - 7.128 moduli da 610 Wp**
  - 15 inverter di stringa da 250 kVA
  - Potenza totale in DC: 4.348 kW**
  - Potenza totale in AC: 3.750 kVA**
- **sottocampo 1d:**
  - 41 tracker da 24 moduli
  - 33 tracker da 48 moduli
  - 59 tracker da 72 moduli
  - 284 stringhe x 24 Moduli
  - 6.816 moduli da 610 Wp**

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

14 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 4.158 kW**

**Potenza totale in AC: 3.500 kVA**

Potenza totale installata DC: 16.895 kW

Potenza totale apparente: 14.250 kVA

Potenza totale AC (cosfi=0,9): **12.825 kW**

Rapporto DC/AC: **1,32**

## CAMPO 2

---

- **sottocampo 2a:**

79 tracker da 24 moduli

55 tracker da 48 moduli

12 tracker da 72 moduli

225 stringhe x 24 Moduli

**5.400 moduli da 610 Wp**

11 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 3.294 kW**

**Potenza totale in AC: 2.750 kVA**

- **sottocampo 2b:**

34 tracker da 24 moduli

41 tracker da 48 moduli

43 tracker da 72 moduli

245 stringhe x 24 Moduli

**5.880 moduli da 610 Wp**

12 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 3.587 kW**

**Potenza totale in AC: 3.000 kVA**

Potenza totale installata DC: 6.881 kW

Potenza totale apparente: 5.750 kVA

Potenza totale AC (cosfi=0,9): **5.125 kW**

Rapporto DC/AC: **1,33**

## CAMPO 3

---

- **sottocampo 3a:**

38 tracker da 24 moduli

42 tracker da 48 moduli

35 tracker da 72 moduli

227 stringhe x 24 Moduli

**5.448 moduli da 610 Wp**

12 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 3.323 kW**

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

### **Potenza totale in AC: 3.000 kVA**

- **sottocampo 3b:**

51 tracker da 24 moduli

43 tracker da 48 moduli

52 tracker da 72 moduli

293 stringhe x 24 Moduli

**7.032 moduli da 610 Wp**

15 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 4.290 kW**

**Potenza totale in AC: 3.750 kVA**

Potenza totale installata DC: 7.613 kW

Potenza totale apparente: 6.750 kVA

Potenza totale AC (cosfi=0,9): **5.850 kW**

Rapporto DC/AC: **1,30**

### **CAMPO 4**

- **sottocampo 4a:**

22 tracker da 24 moduli

26 tracker da 48 moduli

111 tracker da 72 moduli

407 stringhe x 24 Moduli

**9.768 moduli da 610 Wp**

20 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 5.958 kW**

**Potenza totale in AC: 5.000 kVA**

- **sottocampo 4b:**

43 tracker da 24 moduli

36 tracker da 48 moduli

62 tracker da 72 moduli

301 stringhe x 24 Moduli

**7.224 moduli da 610 Wp**

15 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 4.407 kW**

**Potenza totale in AC: 3.750 kVA**

- **sottocampo 4c:**

26 tracker da 24 moduli

20 tracker da 48 moduli

78 tracker da 72 moduli

300 stringhe x 24 Moduli

**7.200 moduli da 610 Wp**

15 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 4.392 kW**

**Potenza totale in AC: 3.750 kVA**

- **sottocampo 4d:**

7 tracker da 24 moduli  
 8 tracker da 48 moduli  
 83 tracker da 72 moduli  
 272 stringhe x 24 Moduli

**6.528 moduli da 610 Wp**

14 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 3.982 kW**

**Potenza totale in AC: 3.500 kVA**

- **sottocampo 4e:**

27 tracker da 24 moduli  
 14 tracker da 48 moduli  
 82 tracker da 72 moduli  
 301 stringhe x 24 Moduli

**7.224 moduli da 610 Wp**

15 inverter di stringa da 250 kVA

**Potenza totale in DC: 4.158 kW**

**Potenza totale in AC: 3.750 kVA**

Potenza totale installata DC: 23.146 kW

Potenza totale apparente: 19.750 kVA

Potenza totale AC (cosfi=0,9): **17.775 kW**

Rapporto DC/AC: **1,30**

La configurazione complessiva del presente progetto è la seguente:

- n° 450 tracker 1x24 moduli = 10.800 moduli
- n° 412 tracker 1x48 moduli = 19.776 moduli
- n° 817 tracker 1x72 moduli = 58.824 moduli

In totale, quindi, saranno installati 89.400 moduli per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$89.400 \text{ moduli} \times 610 \text{ W} = 54.534 \text{ Wp} = 54,5 \text{ MW DC}$$

La potenza apparente totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$14.250_{(\text{campo1})} + 5.575_{(\text{campo2})} + 6.075_{(\text{campo3})} + 19.750_{(\text{campo4})} = 46.500 \text{ kVA}$$

**Assumendo un cosfi di 0,9 ne deriva una potenza nominale in AC di 41,9 MW per un rapporto medio DC/AC=1,31**

## 2.7 Cabine di sottocampo

Come detto, l'impianto fotovoltaico in progetto è composto da 4 campi divisi in sottocampi ognuno dei quali gestito da un numero variabile di inverter di stringa della potenza unitaria di 250kW e potenza complessiva da 3000 a 5000 kW.

In ogni sottocampo verrà installata una cabina (power station), avente dimensioni esterne 7,5 mt x 2,5 mt (LxP), composta da due vani che conterranno in uno il quadro di parallelo BT, quadro ausiliari e gli scomparti MT, nell'altro vano sarà ubicato il trasformatore MT/BT.

Il vano trasformatore sarà dotato di opportuno estrattore calcolato secondo le caratteristiche del trasformatore MT/BT.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice per tutti i locali, alimentati da apposito quadro BT (quadro AUX) installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30kV, guanti di protezione 30kV, estintore ecc.).

La cabina sarà del tipo prefabbricato, realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porte di accesso e griglie di aerazione.

Le cabine dei sottocampi avranno tutte le medesime caratteristiche, ovvero le pareti sia interne che esterne, saranno di spessore non inferiore a 7-8 cm, il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura, impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm e successivamente protetta. Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m<sup>2</sup> ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m<sup>2</sup>. Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi MT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi. L'armatura interna del monoblocco sarà elettricamente collegata all'impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie. I materiali da utilizzare per le porte e le griglie saranno in vetroresina stampata, o lamiera zincata (norma CEI 11-1 e DPR 547/55 art. 340), ignifughe ed autoestinguenti.

Anche le fondazioni della cabina sono prefabbricate e per l'alloggio sarà realizzata un'apposita area con livellazione e costipamento del terreno e predisposizione di un letto di sabbia, previo uno scavo a sezione ampia per l'asportazione del terreno coltivo.

A valle della trasformazione della tensione in MT è prevista la posa di un cavidotto interno in MT che collegherà tutte le cabine di sottocampo in entra-esce tra loro fino alla cabina di distribuzione situata anche quest'ultima all'interno dell'area d'impianto.

## 2.8 Cabina di distribuzione

In ogni campo è prevista una cabina di distribuzione MT che colleghi tutte le cabine power station dei vari sottocampi in media tensione (30 kV). Le dimensioni della cabina saranno 7,5 mt x 3,4 mt (LxP).

La cabina sarà del tipo prefabbricato, e sarà ubicata nelle vicinanze del punto della cabina di controllo del campo (Control room).

Essa sarà composta da due vani che conterranno in uno il quadro ausiliari e gli scomparti MT, nell'altro vano sarà ubicato il trasformatore MT/BT ausiliari.

Il vano trasformatore sarà dotato di opportuno estrattore calcolato secondo le caratteristiche del trasformatore MT/BT.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice per tutti i locali, alimentati da apposito quadro BT (quadro AUX) installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30kV, guanti di protezione 30kV, estintore ecc.).

## 2.9 Ventilazione box trasformatori

Nelle cabine in cui è prevista l'installazione di un trasformatore, dovranno essere predisposte delle aperture sulle pareti laterali per garantire la ventilazione naturale dei locali.

Le aperture di ventilazione dovranno essere posizionate in basso per l'ingresso di aria fresca e in alto per l'uscita dell'aria calda. Ove possibile dovranno essere disposte preferibilmente su pareti contrapposte, le aperture di ventilazione non avranno serramenti ma solo dotate di griglie del tipo a labirinto atte ad impedire l'ingresso di acqua, animali, e oggetti pericolosi.

Quando la ventilazione naturale non è sufficiente a smaltire il calore di ricorre alla ventilazione forzata.

La ventilazione forzata verrà attivata quando la temperatura interna del locale supera un livello di guardia prefissato (30° C ÷ 35° C) oppure dalle protezioni termometriche dei trasformatori.

## 2.10 Conduttori elettrici e cavidotti

L'impianto fotovoltaico è stato diviso in diversi sottocampi, ciascuno dei quali sarà collegato ad una cabina di campo e, in uscita dall'ultima di esse, è prevista la posa di un conduttore elettrico interrato in grado di condurre l'energia prodotta fino al punto di consegna in media tensione (MT).

All'interno di ogni sottocampo ogni conduttore sarà alloggiato in un cavidotto interrato da posizionare al di sotto della viabilità stradale in progetto. Per ridurre le perdite energetiche, in caso di sovrapposizione del percorso di due o più conduttori, gli stessi potranno anche essere alloggiati all'interno dello stesso cavidotto pur rimanendo distinti l'uno dall'altro.

Il tratto di cavidotto esterno alle aree dei sottocampi, invece, sarà unico e sarà posizionato al di sotto della viabilità stradale esistente. Per la posa è prevista in particolare la demolizione della pavimentazione impermeabile esistente e la sua integrale ricostruzione in seguito alle opportune operazioni di scavo, posa del cavidotto e rinterro. Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di posa.

Per la risoluzione delle interferenze con attraversamenti stradali e, più in generale, in caso di impossibilità a procedere con gli scavi in trincea, saranno adottate le seguenti modalità di posa in opera del cavidotto esterno:

- 1) mediante **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**, vale a dire mediante una perforazione eseguita con una portasonda teleguidata ancorata a delle aste metalliche;
- 2) mediante **Spingi tubo**, una trivellazione orizzontale non guidata con successiva infissione di tubi (controtubo o tubo camicia), all'interno dei quali vengono infilati i cavi.
- 3) mediante **staffaggio**, vale a dire mediante l'ancoraggio sull'opera di attraversamento con staffe ancorate esternamente rispetto all'impalcato, ma ad una quota superiore rispetto a quella di intradosso (in modo da evitare qualunque interferenza con l'eventuale deflusso delle acque in caso di attraversamenti di corsi d'acqua).

Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di realizzazione di tali sistemi di avanzamento, mentre nell'elaborato "*Planimetria del tracciato dell'elettrodotto*" sono visibili i tratti interessati.

Lungo il tracciato del cavidotto, inoltre, saranno realizzati dei giunti unipolari a circa 500-800 m l'uno dall'altro. Il posizionamento esatto dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze al di sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto, ma certamente saranno realizzati all'interno di pozzetti denominati "buche giunti".1

## 2.11 Sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT

A valle del cavidotto esterno in MT, come detto, è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di condivisione e trasformazione da media ad alta tensione (MT/AT). Tale sottostazione, pertanto, sarà distinguibile in due unità separate: la prima, indicata anche come "stazione di utenza a 150 kV", sarà utilizzata per condividere lo stallo di connessione assegnato da Terna spa tra diversi produttori di energia e la seconda, indicata anche come "stazione utenza di trasformazione 150/380 kV", sarà costituita da:

- un montante trasformatore (completo di trasformatore AT/MT);
- un locale per l'alloggiamento dei quadri di potenza e controllo e delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica.

Il montante trasformatore, in particolare, sarà costituito dalle seguenti apparecchiature:

- trasformatore AT/MT;
- scaricatori di sovratensione AT;
- trasformatori di corrente;
- interruttore tripolare AT con comando motorizzato;
- trasformatore di tensione capacitivo AT;
- sezionatore tripolare AT con comando motorizzato.

Il trasformatore sarà dotato di sonde termometriche installate sugli avvolgimenti secondari del trasformatore stesso e di dispositivi per la rilevazione della pressione dell'olio di isolamento; i segnali delle protezioni sopra descritte saranno inviate al quadro di controllo della sottostazione e utilizzate per le eventuali segnalazioni di allarme e blocco.

All'interno dell'area della sottostazione di trasformazione AT/MT, come detto, sarà posto in opera un locale costituito da elementi prefabbricati poggiati su una fondazione in cls armato gettato in opera in modo da contenere le apparecchiature di potenza e controllo della sottostazione stessa oltre alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica.

Il locale sarà composto dai seguenti comparti:

- locale BT;
- locale MT;
- locale GE;
- locale SCADA / misure UTF.

Il collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la sottostazione di consegna verrà realizzato in antenna a 220 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento (SE) a 220 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 220 kV "Fulgatore-Partanna", come previsto dalla STMG.

## 3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- l'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

### 3.1 Stima della produzione di energia

#### 3.1.1 Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, dei seguenti parametri:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.

La stima di producibilità dell'impianto è stata effettuata mediante l'applicazione PVsyst, un pacchetto software completo per lo studio, il dimensionamento, la simulazione e l'analisi dei sistemi fotovoltaici.

Le simulazioni sono state svolte per ogni campo considerando i seguenti parametri:

##### CAMPO 1:

- Latitudine: 37.94°N;
- Longitudine: 12.64° E;
- altitudine: circa 87 m slm

##### CAMPO 2:

- Latitudine: 37.94°N;
- Longitudine: 12.64° E;
- altitudine: circa 87 m slm

##### CAMPO 3:

- Latitudine: 37.92°N;
- Longitudine: 12.65° E;
- altitudine: circa 91 m slm

##### CAMPO 1:

- Latitudine: 37.92°N;
- Longitudine: 12.64° E;
- altitudine: circa 79 m slm

Il disposizione delle strutture, dalla quale deriva il numero di pannelli installati, è stata scelta in modo da ottimizzare lo sfruttamento della superficie disponibile, mantenendo un'interfila consentire le pratiche agronomiche da svolgere in sito e allo stesso tempo minimizzare l'ombreggiamento.

Nel caso specifico, tra l'altro, si ricorda che, nell'ambito dei lavori di realizzazione del presente impianto, verranno effettuati anche lavori di adeguamento dei canali di regimentazione delle acque meteoriche oltre alla realizzazione di strade in modo da renderlo ottimale per la posa delle strutture e dei pannelli.

### 3.1.2 Dati meteorologici

La versione del software PVsyst utilizzata per la simulazione ingloba al suo interno il programma Meteonorm 8.0, in grado di generare valori climatici annuali accurati e rappresentativi per qualsiasi luogo sulla terra. Meteonorm include due dei migliori modelli sul mercato per simulazioni affidabili di grandi impianti fotovoltaici.

Il database Meteonorm è composto da più di 8000 stazioni meteorologiche, cinque satelliti geostazionari e una climatologia dell'aerosol calibrata a livello globale. Su questa base, sofisticati modelli di interpolazione, basati su oltre 30 anni di esperienza, forniscono risultati con elevata precisione in tutto il mondo.

### 3.1.3 Dati tecnici

Per la simulazione sono stati utilizzati i dati tecnici dei moduli e degli inverter previsti in progetto e presenti nel database del software.

**Tabella 1: caratteristiche pannelli sottocampo 1a**

<b>Caratteristiche campo FV</b>			
<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	JA Solar	Costruttore	Sungrow
Modello	JAM78-D30-610-GB	Modello	SG250-GX
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	610 Wp	Potenza nom. unit.	250 kWac
Numero di moduli FV	27696 unità	Numero di inverter	57 unità
Nominale (STC)	16.89 MWc	Potenza totale	14250 kWac
<b>Campo #1 - Sottocampo 1a</b>			
Numero di moduli FV	6840 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4172 kWc	Potenza totale	3500 kWac
Moduli	285 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3811 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	987 V		
I mpp	3862 A		

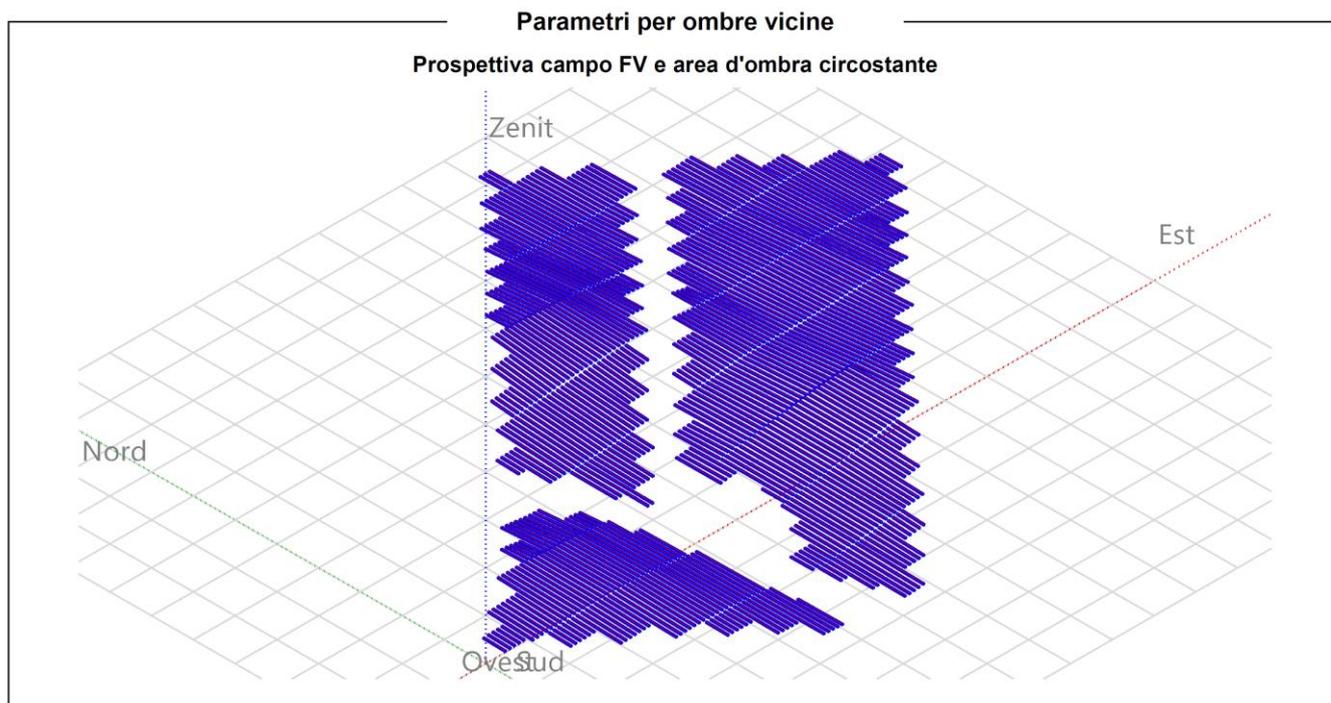
Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

**Tabella 2: caratteristiche pannelli sottocampi 1b-1c-1d**

Caratteristiche campo FV			
<b>Campo #2 - Sottocampo 1b</b>			
Numero di moduli FV	6912 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4216 kWc	Potenza totale	3500 kWac
Moduli	288 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3851 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.20
U mpp	987 V		
I mpp	3903 A		
<b>Campo #3 - Sottocampo 1c</b>			
Numero di moduli FV	7128 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	4348 kWc	Potenza totale	3750 kWac
Moduli	297 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3971 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	987 V		
I mpp	4025 A		
<b>Campo #4 - Sottocampo 1d</b>			
Numero di moduli FV	6816 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4158 kWc	Potenza totale	3500 kWac
Moduli	284 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3797 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	987 V		
I mpp	3849 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	16895 kWp	Potenza totale	14250 kWac
Totale	27696 moduli	Numero di inverter	57 unità
Superficie modulo	77607 m <sup>2</sup>	Rapporto Pnom	1.19

### 3.1.4 Ombreggiamento

Il software utilizzato per il dimensionamento dell'impianto è in grado di tenere conto degli effetti dell'ombreggiamento dovuto agli elementi circostanti come la presenza di ostacoli vicini, quali le pale eoliche presenti nei dintorni, e lontani, quali i rilievi situati all'orizzonte.



**Figura 6: Scenario di simulazione dell'ombreggiamento per i moduli fotovoltaici per il campo 1**

### 3.1.5 Perdite energetiche

Ai fini della stima della produzione di energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita energetica dovuti ad una non perfetta efficienza nella trasmissione da un apparato all'altro:

- degradazione de modulo (per primo anno): 0.2%;
- perdita FV a causa del livello di irraggiamento: 0.4%;
- perdita FV a causa della temperatura: 4.6%;
- perdita per qualità del modulo: 0.7%;
- LID – (Light induced degradation): 2.0%;

La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno meno noto che ha un impatto su un ampio segmento del mercato delle celle al silicio cristallino. In breve, è il degrado che si verifica in una cella solare nei primi giorni dopo l'installazione a causa dell'esposizione alla luce solare.

- perdita di accoppiamento, moduli e stringhe: 1.1%;
- perdita induttiva/resistiva al trasformatore: 0.9%;
- perdite ohmiche di cablaggio: 0.9%;
- perdita di inverter in funzione (efficienza): 1.4%;
- altre perdite di inverter: 0%.

L'energia annua immessa in rete è stata calcolata decurtando all'energia di irraggiamento globale disponibile sui pannelli le perdite su elencate.

### 3.1.6 Irraggiamento e producibilità

Nelle tabelle seguenti si riporta una sintesi dei dati di irraggiamento e della conseguente energia immessa in rete (E-Grid) per il primo anno di esercizio per i campi che compongono l'impianto

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

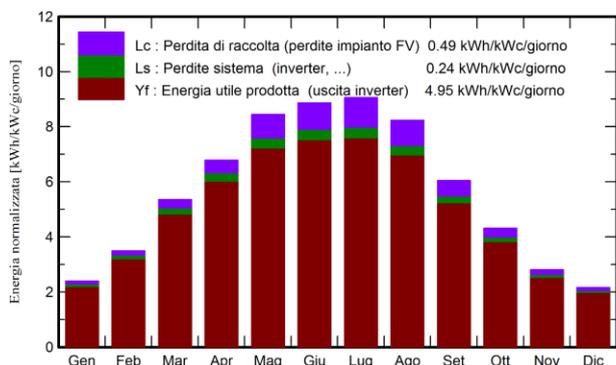
**Tabella 3: Risultati delle stime di producibilità Campo 1**

**Risultati principali**

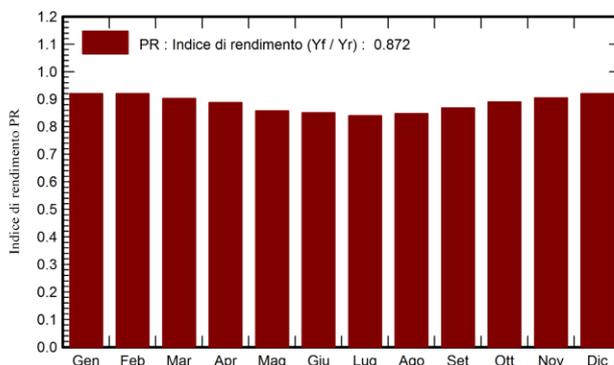
**Produzione sistema**

Energia prodotta	30509 MWh/anno	Prod. Specif.	1806 kWh/kWc/anno
Energia apparente	34134 MVAh	Indice di rendimento PR	87.19 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
<b>Gennaio</b>	60.1	34.56	11.42	74.3	68.2	1203	1154	0.920
<b>Febbraio</b>	77.9	37.23	11.25	97.7	91.2	1585	1518	0.920
<b>Marzo</b>	130.1	55.32	13.36	166.2	156.5	2655	2536	0.903
<b>Aprile</b>	162.6	71.25	15.41	203.8	193.0	3208	3057	0.888
<b>Maggio</b>	205.3	75.19	19.23	261.7	248.6	3982	3790	0.857
<b>Giugno</b>	210.9	82.77	23.06	265.8	252.1	4014	3822	0.851
<b>Luglio</b>	219.5	80.04	26.73	280.8	267.3	4186	3986	0.840
<b>Agosto</b>	197.8	72.32	26.94	255.0	242.4	3836	3655	0.848
<b>Settembre</b>	143.2	62.50	23.64	181.5	171.0	2786	2662	0.868
<b>Ottobre</b>	105.5	48.20	20.34	133.6	125.3	2098	2009	0.890
<b>Novembre</b>	66.7	33.98	16.36	84.0	77.5	1339	1284	0.904
<b>Dicembre</b>	54.3	31.22	13.03	66.8	61.2	1082	1038	0.919
<b>Anno</b>	1634.0	684.57	18.44	2071.1	1954.3	31975	30509	0.872

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

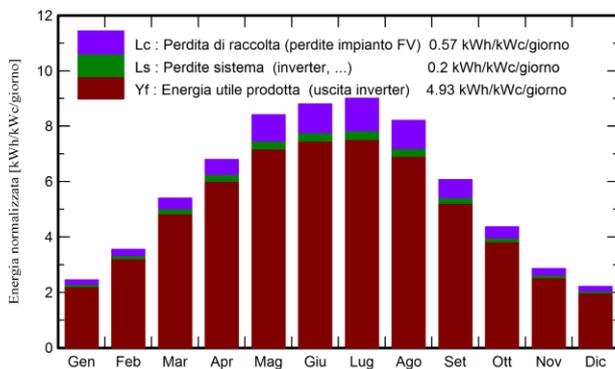
**Tabella 4: Risultati delle stime di producibilità Campo 2**

**Risultati principali**

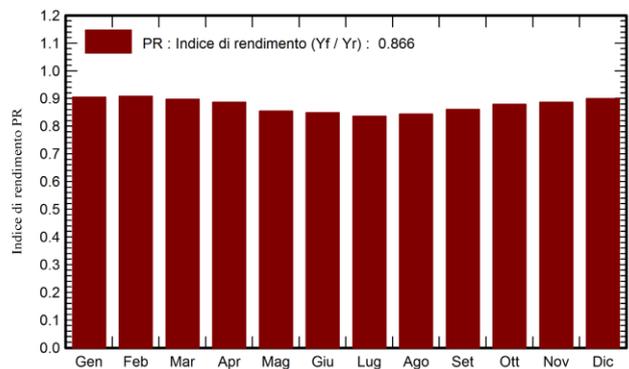
**Produzione sistema**

Energia prodotta	12372 MWh/anno	Prod. Specif.	1798 kWh/kWc/anno
Energia apparente	13820 MVAh	Indice di rendimento PR	86.59 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	60.1	34.56	11.42	75.9	70.6	490	472	0.904
Febbraio	77.9	37.23	11.25	99.4	93.6	645	621	0.908
Marzo	130.1	55.32	13.36	167.4	158.9	1074	1034	0.897
Aprile	162.6	71.25	15.41	203.8	194.4	1294	1243	0.886
Maggio	205.3	75.19	19.23	260.7	249.3	1595	1532	0.854
Giugno	210.9	82.77	23.06	264.1	252.3	1605	1543	0.849
Luglio	219.5	80.04	26.73	279.1	267.4	1672	1606	0.836
Agosto	197.8	72.32	26.94	254.4	243.4	1537	1477	0.844
Settembre	143.2	62.50	23.64	182.1	172.9	1121	1079	0.861
Ottobre	105.5	48.20	20.34	135.3	128.1	849	818	0.879
Novembre	66.7	33.98	16.36	85.8	79.9	543	523	0.886
Dicembre	54.3	31.22	13.03	68.5	63.6	440	424	0.900
Anno	1634.0	684.57	18.44	2076.5	1974.4	12864	12372	0.866

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

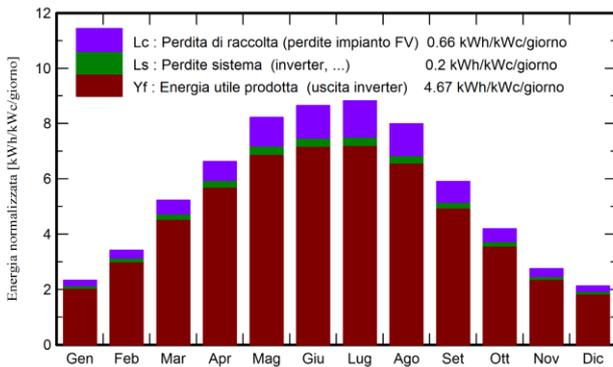
**Tabella 5: Risultati delle stime di producibilità Campo 3**

**Risultati principali**

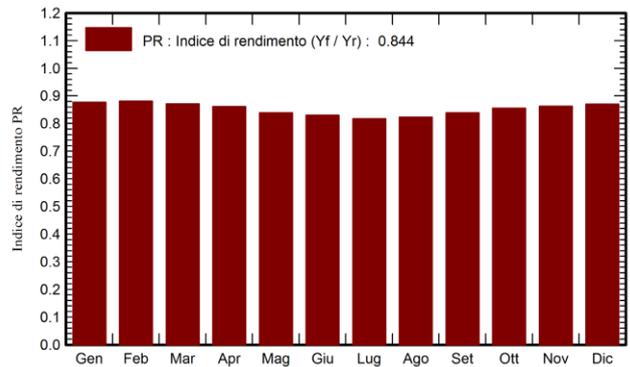
**Produzione sistema**

Energia prodotta	12984 MWh/anno	Prod. Specif.	1706 kWh/kWc/anno
Energia apparente	14511 MVAh	Indice di rendimento PR	84.44 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
<b>Gennaio</b>	60.1	34.56	11.42	72.4	66.0	508	484	0.877
<b>Febbraio</b>	77.9	37.23	11.25	95.7	88.5	671	642	0.881
<b>Marzo</b>	130.1	55.32	13.36	161.9	151.2	1120	1074	0.872
<b>Aprile</b>	162.6	71.25	15.41	198.8	186.8	1360	1304	0.862
<b>Maggio</b>	205.3	75.19	19.23	254.7	240.2	1697	1628	0.840
<b>Giugno</b>	210.9	82.77	23.06	259.6	244.4	1710	1642	0.831
<b>Luglio</b>	219.5	80.04	26.73	273.4	257.9	1774	1703	0.818
<b>Agosto</b>	197.8	72.32	26.94	247.9	233.7	1618	1553	0.823
<b>Settembre</b>	143.2	62.50	23.64	177.2	165.7	1180	1132	0.839
<b>Ottobre</b>	105.5	48.20	20.34	129.9	120.7	883	846	0.855
<b>Novembre</b>	66.7	33.98	16.36	82.4	75.3	567	541	0.863
<b>Dicembre</b>	54.3	31.22	13.03	65.8	59.6	459	436	0.870
<b>Anno</b>	1634.0	684.57	18.44	2019.8	1890.0	13548	12984	0.844

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

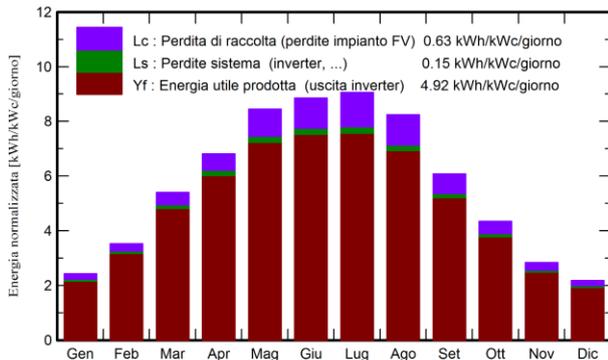
**Tabella 6: Risultati delle stime di producibilità Campo 4**

**Risultati principali**

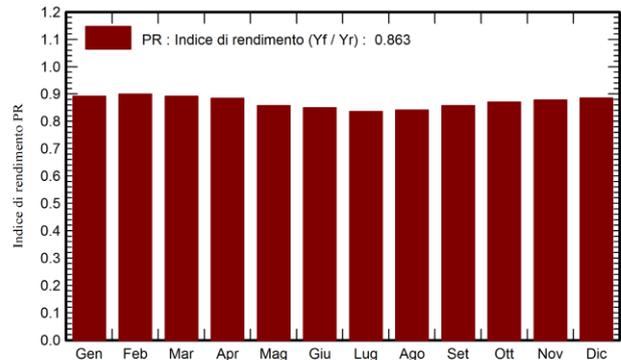
**Produzione sistema**

Energia prodotta	41525 MWh/anno	Prod. Specif.	1794 kWh/kWc/anno
Energia apparente	46308 MVAh	Indice di rendimento PR	86.29 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
<b>Gennaio</b>	60.1	34.56	11.42	75.2	69.0	1604	1552	0.892
<b>Febbraio</b>	77.9	37.23	11.25	98.6	91.8	2119	2054	0.900
<b>Marzo</b>	130.1	55.32	13.36	167.2	157.0	3560	3455	0.892
<b>Aprile</b>	162.6	71.25	15.41	204.4	192.9	4316	4186	0.885
<b>Maggio</b>	205.3	75.19	19.23	261.8	247.8	5355	5193	0.857
<b>Giugno</b>	210.9	82.77	23.06	265.7	251.3	5389	5229	0.850
<b>Luglio</b>	219.5	80.04	26.73	280.8	266.1	5601	5434	0.836
<b>Agosto</b>	197.8	72.32	26.94	255.5	241.9	5128	4975	0.841
<b>Settembre</b>	143.2	62.50	23.64	182.3	171.4	3727	3618	0.857
<b>Ottobre</b>	105.5	48.20	20.34	134.7	125.8	2796	2713	0.870
<b>Novembre</b>	66.7	33.98	16.36	85.1	78.4	1785	1729	0.878
<b>Dicembre</b>	54.3	31.22	13.03	67.7	61.8	1436	1387	0.886
<b>Anno</b>	1634.0	684.57	18.44	2079.1	1955.3	42817	41525	0.863

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.40% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

**Tabella 7: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)**

Produzione di energia (MWh)				
Anno	CAMPO 1	CAMPO 2	CAMPO 3	CAMPO 4
1	30 509,00	12 372,00	12 984,00	41 525,00
2	30 354,00	12 316,00	12 922,00	41 312,00
3	30 198,00	12 260,00	12 859,00	41 098,00
4	30 043,00	12 204,00	12 797,00	40 885,00
5	29 887,00	12 148,00	12 735,00	40 671,00
6	29 732,00	12 092,00	12 673,00	40 458,00
7	29 576,00	12 036,00	12 611,00	40 245,00
8	29 421,00	11 980,00	12 549,00	39 853,00
9	29 265,00	11 924,00	12 487,00	39 550,00
10	29 110,00	11 868,00	12 425,00	39 248,00
11	28 954,00	11 812,00	12 363,00	38 945,00
12	28 799,00	11 756,00	12 301,00	38 722,00
13	28 643,00	11 700,00	12 239,00	38 598,00
14	28 488,00	11 644,00	12 177,00	38 424,00
15	28 332,00	11 588,00	12 115,00	38 250,00
16	28 177,00	11 532,00	12 053,00	38 076,00
17	28 021,00	11 476,00	11 991,00	37 883,00
18	27 866,00	11 420,00	11 929,00	37 689,00
19	27 710,00	11 364,00	11 867,00	37 495,00
20	27 555,00	11 308,00	11 805,00	37 301,00
<b>Totale campo</b>	<b>577 039,00</b>	<b>235 618,00</b>	<b>246 833,00</b>	<b>786 188,00</b>
<b>Totale impianto</b>	<b>1 845 678,00</b>			

### 3.1.7 Misure di irraggiamento e performance

L'impianto risulterà dotato di un sistema di monitoraggio ambientale avente l'obiettivo di mantenere monitorati i dati climatici e di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

In particolare, verranno misurati, con idonei strumenti quali ad esempio celle solari e piranometri i dati di irraggiamento in un numero adeguato di strumenti distribuiti sul campo, oltre al dato della temperatura con sensori a contatto posti direttamente sui moduli.

La valutazione delle prestazioni energetiche sarà poi determinata tramite il calcolo del cosiddetto PR "Performance Ratio".

## 3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di **tonnellate equivalenti di petrolio** risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell'impianto al primo anno di vita di 97.390 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 97.390 = 345.141,79 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 1.845.678 MWh (Tabella 7), sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 1.845.678 = 6.902.835,72 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.

**Tabella 8: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)**

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	48 305,44	90,57	56,49	2,82
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	915 456,29	1 716,48	1 070,49	53,52

## 4 Descrizione del sistema di accumulo

Il presente progetto prevede la realizzazione, in adiacenza alla sottostazione di condivisione e trasformazione, di un impianto di accumulo con unità containerizzate, inverter e trasformatori per una potenza di prelievo ed immissione di 10MW e una capacità di 20MWh.

Il sistema di accumulo è costituito da 8 sottosistemi speculari, ciascuno caratterizzato da un ottavo della potenza e dell'energia nominale dell'intero impianto.

Gli obiettivi di progetto sono quelli di:

- Ottimizzare l'utilizzo di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, tramite l'energy shifting, accumulando energia durante le ore del giorno in cui si presentano picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e fornendo energia alla rete nelle ore di maggiore necessità;
- Predisporre l'impianto a futuri servizi di rete richiesti da Terna riguardanti i sistemi di accumulo in ottica di adattare la rete RTN a gestire i radicali cambiamenti del sistema elettrico nazionale, come ad esempio regolazione secondaria e bilanciamento.

### 4.1 Servizi

#### 4.1.1 Energy shifting

I sistemi di accumulo dell'energia distribuita stanno diventando componenti essenziali per funzionamento della rete elettrica, dove il continuo aumento di generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sta provocando un forte aumento di flussi di potenza non programmabili.

In particolare, la crescita esponenziale di potenza fotovoltaica installata provoca una sovrapproduzione nelle ore centrali della giornata. L'utilizzo di tecnologie di accumulo per ottimizzare la produzione rinnovabile diventa quindi fondamentale poiché riduce i picchi di produzione nei momenti di overgeneration ed eroga potenza in rete nei momenti di maggiore carico. Ne consegue una migliore gestione degli sbilanciamenti e permette arbitraggi del prezzo dell'energia.

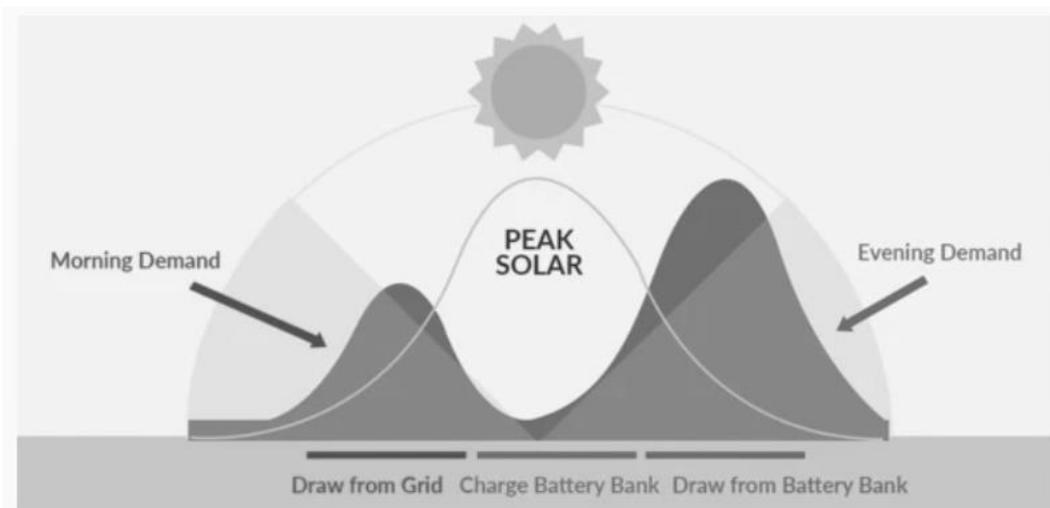


Figura 7: Energy shifting

## 4.1.2 Regolazione secondaria

---

La Regolazione Secondaria ha la funzione di ristabilire i valori di frequenza nominale e potenza di scambio programmati; agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, la cui entità è stabilita da TERNA in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE.

Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- Il maggiore tra  $\pm 10$  MW e il  $\pm 6\%$  della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP;
- Il  $\pm 15\%$  della potenza massima per le UP idroelettriche.

La banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.

I sistemi di accumulo, essendo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, hanno le potenzialità per coprire il servizio di regolazione secondaria, con prestazioni anche superiori rispetto agli impianti termoelettrici.

## 4.1.3 Bilanciamento

---

Il bilanciamento, quale componente fondamentale dei servizi di dispacciamento, prevede che il gestore della rete provveda a garantire un corretto rapporto fra energia prelevata e immessa in rete, garantendo che il flusso di energia rimanga conforme alla richiesta oscillatorie dell'utenza.

L'impiego massiccio di energia da fonti rinnovabili ha gravato sul servizio di bilanciamento in modo non trascurabile, essendo tale fonte energetica non programmabile e non prevedibile, causando squilibri fra domanda e offerta e scompensi di rete.

Si prevede che a causa dell'aumento considerevole di energia da fonti rinnovabili ci sarà un parallelo necessario aumento di sistemi di accumulo elettrochimico, che sono potenzialmente in grado di offrire il servizio di bilanciamento.

## 4.2 Dimensionamento sistema di accumulo

---

L'impianto di accumulo è stato dimensionato rispettando l'ottimizzazione dei flussi di potenza dell'impianto fotovoltaico autorizzato e in previsione di futuri ulteriori sviluppi.

Considerando le opportune efficienze di conversione e la profondità di scarica delle batterie (DoD) è stata calcolata l'Energia Nominale in DC; considerando un C-rate 0,5 è stata definita la Potenza Nominale AC:

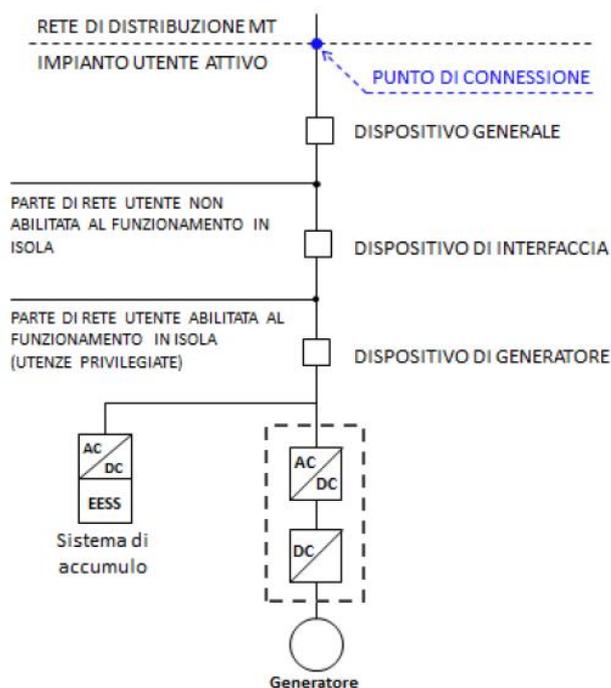
- Potenza Nominale AC: 10 MVA  $\cos\phi=1$
- Energia Nominale in DC (BOL): 20,7 MWh

## 4.3 Configurazione impianto

---

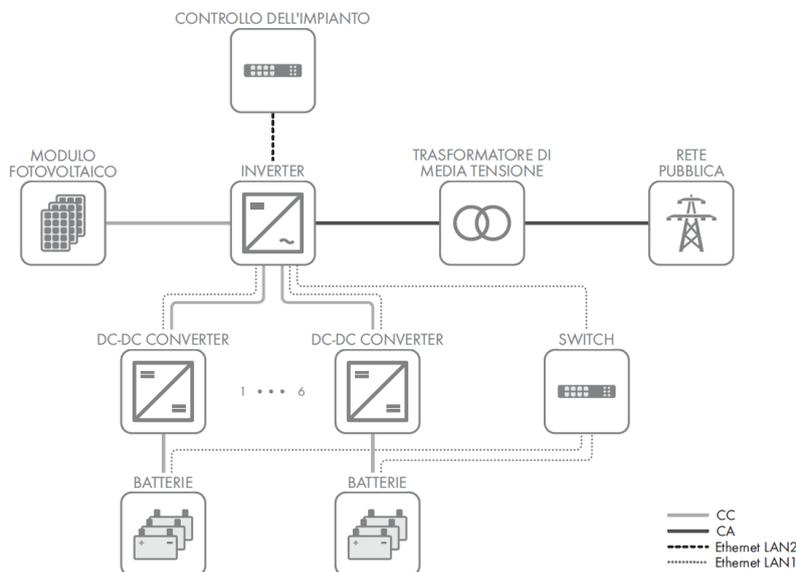
L'impianto BESS sarà connesso alla sala di smistamento MT connessa a sua volta alla Cabina MT di Sottostazione a valle del dispositivo di interfaccia come da ammesso dalla norma CEI 0-16 per un "sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata".

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**



**Figura 8 – Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata come da schema di Figura 27 (par. 12.1.4.2)**

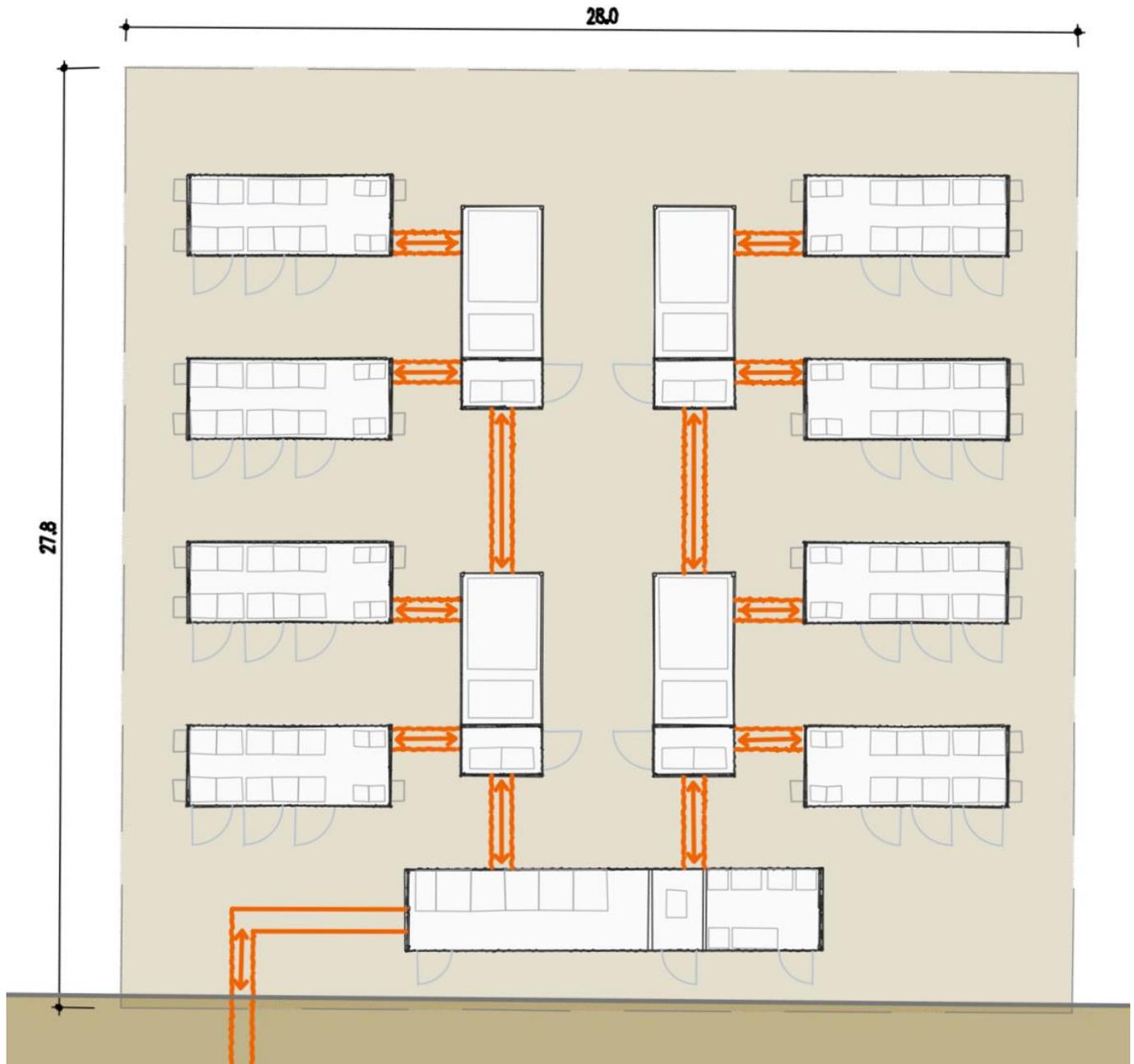
**Panoramica del sistema**



**Figura 9 – Esempio di struttura del sistema**

L'impianto si costituisce di sottosistemi ciascuno dei quali dotato di un interruttore MT, un trasformatore MT/BT a doppio secondario e due inverter. A ciascun inverter sono connessi in parallelo sul bus DC battery rack (che costituiscono un battery pack) ognuno composto dalla serie di moduli batteria.

L'impianto sarà composto di elementi alloggiati all'interno di container suddivisi funzionalmente come segue e come illustrato in Figura 10.



**Figura 10: Area Sistema di Accumulo - Pianta**

In totale sono quindi previsti:

- n° 4 Cabine SMA MVPS 4000-S2
- n° 4 Inverter SMA SCS 3450-UP
- n° 8 container batterie ESS Energy Storage Unit High Power SAFT 2.500 kW /2.500 kWh

Potenza sistema accumulo: 4 Energy Storage Unit x 2,5 MW = 10,00 MW

Capacità sistema accumulo: 8 x 2.500 MWh = 20,00 MWh

## 4.4 Descrizione di diversi elementi progettuali

### 4.4.1 Container di conversione e trasformazione

Il progetto prevede l'installazione di 8 Cabine SMA MVPS 4000-S2 in ognuna delle quali sarà installato un Inverter bidirezionale per sistemi di accumulo SMA Sunny Central Storage (SCS) 3450-UP.

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e viene fornita chiavi in mano con estrema garanzia di funzionalità delle varie componenti.

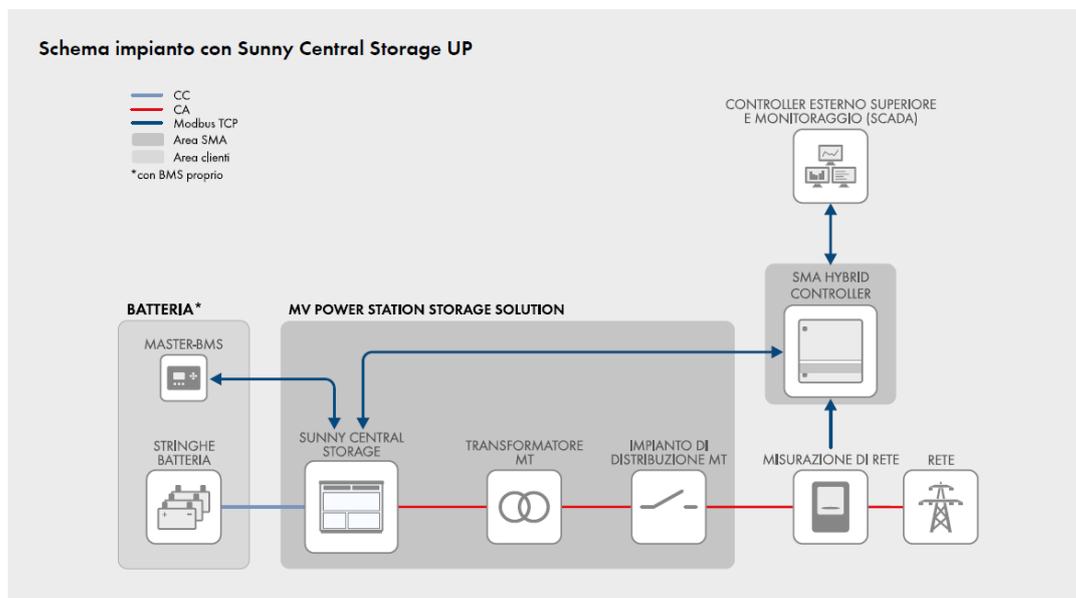
Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 VCC, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC



**Figura 11: Esempio di soluzione integrata inverter e trasformatore in container da 20 piedi**

Le caratteristiche della Power station preassemblata in container sono riportate nelle schede tecniche allegate.

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**



**Figura 12: Schema impianto con inverter per accumulo Sunny Central Storage UP**

#### 4.4.2 Trasformatore

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto di accumulo in 2 sezioni di pari potenza e capacità di accumulo. In ogni sezione è prevista l'installazione di 4 container prefabbricati in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/MT della potenza di 3450kVA. Sarà a singolo secondario con tensione di 600V ed avrà una tensione al primario di 30kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **resina** (avvolgimenti impregnati)
  - Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
  - Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
  - Peso: 7000 Kg ca
  - frequenza nominale 50 Hz
  - Tensione primario 30 KV
  - Tensione secondario 0,6 KV
  - Perdite 6%
  - simbolo di collegamento Dy 11
  - collegamento primario triangolo
  - collegamento secondario stella
  - classe ambientale E2
  - classe climatica C2
  - comportamento al fuoco F1
  - classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
  - temperatura ambiente max. 40 °C
  - installazione interna
  - tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria
- altitudine sul livello del mare  $\leq 1000\text{m}$

### 4.4.3 Inverter

Ogni inverter sarà contenuto all'interno di un container prefabbricato destinato ad ospitare anche il trasformatore BT/MT

L'inverter per batterie sarà un Sunny Central Storage UP, che è in grado di accumulare l'energia molto rapidamente in batterie ad alto voltaggio e rilasciarla in modo altrettanto rapido rendendola nuovamente disponibile quando serve; estremamente flessibile, può essere utilizzato in impianti fotovoltaici e ibridi. L'inverter è dotato di un sistema di raffreddamento intelligente OptiCool che garantisce un perfetto funzionamento anche in presenza di temperature ambiente estreme.



**Figura 13: inverter bidirezionale per batterie**

Sunny Central UP è un inverter FV che converte la corrente continua prodotta nei moduli FV in corrente alternata che può essere immessa nella rete pubblica. Un trasformatore di media tensione esterno, inserito a valle, immette nella rete pubblica la corrente alternata generata.

È inoltre possibile collegare fino a 6 SMA DC-DC Converter che allineano la tensione delle batterie collegate al livello di tensione nell'inverter.

#### **Ambiente**

Il prodotto è progettato per l'utilizzo in ambito industriale.

Il prodotto è idoneo esclusivamente all'impiego in ambienti esterni.

L'inverter rientra nella classe 4C2 ai sensi della norma IEC 60721-3-4 ed è idoneo al funzionamento in un ambiente chimicamente attivo. L'inverter soddisfa il grado di protezione IP54 e può essere utilizzato anche in presenza di pioggia, neve e grandine.

L'inverter solo può essere utilizzato con le bocchette dell'aria aperti.

Il grado di inquinamento dell'inverter soddisfa la categoria PD3.

Il prodotto non deve essere aperto in caso di pioggia o di umidità superiore al 95%.

#### **Curva di capability**

Si riporta di seguito la curva di capability sviluppata per una configurazione con 8 x SCS 3450 UP, batterie SAFT (range MPP: 1008-1395V) e temperatura di design di 35°C.

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borrromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borrromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

Inoltre, essendo l'impianto connesso in AT, è stata ipotizzata una variazione di tensione in MT di  $\pm 8\%$  mentre, in caso di variazioni maggiori, in fase di progettazione esecutiva verrà previsto l'utilizzo dell'OLTC sul trasformatore AT/MT.

**Important Information:**  
 This tool uses simplified calculation methods to calculate the required number of SMA battery inverters SCS for specified requirements. SMA has taken great care in preparing it, nevertheless SMA assumes no liability for the results. Please contact us for our engineering services and complete system studies if required. US-devices have identical behavior as IEC devices.

Input Parameter	Device: SCS 3450 UP	Project Name:
Minimum battery voltage > 849	1008 V <sub>DC</sub>	Max battery Vdc -relevant for UP only 1395 V <sub>DC</sub>
Nominal Battery Voltage	1162,8 V <sub>DC</sub>	Design Temperature (50°C max) 35 °C
Nominal AC voltage	600 V <sub>AC</sub>	MV Transformer Eff (PCS) 100,0%
Efficiency Inv	98%	MV Transformer imp. voltage Uk (PCS) 0,0%
Inverter min power factor (non UL)	0	AC Voltage adjustment Tap-Changer 0,0%
Grid Frequency	50 Hz	Capacitor bank on MV level - no contr. 0 MVar
		Aux-consumption on MV level PF 0.8 0 kVA

No Alert

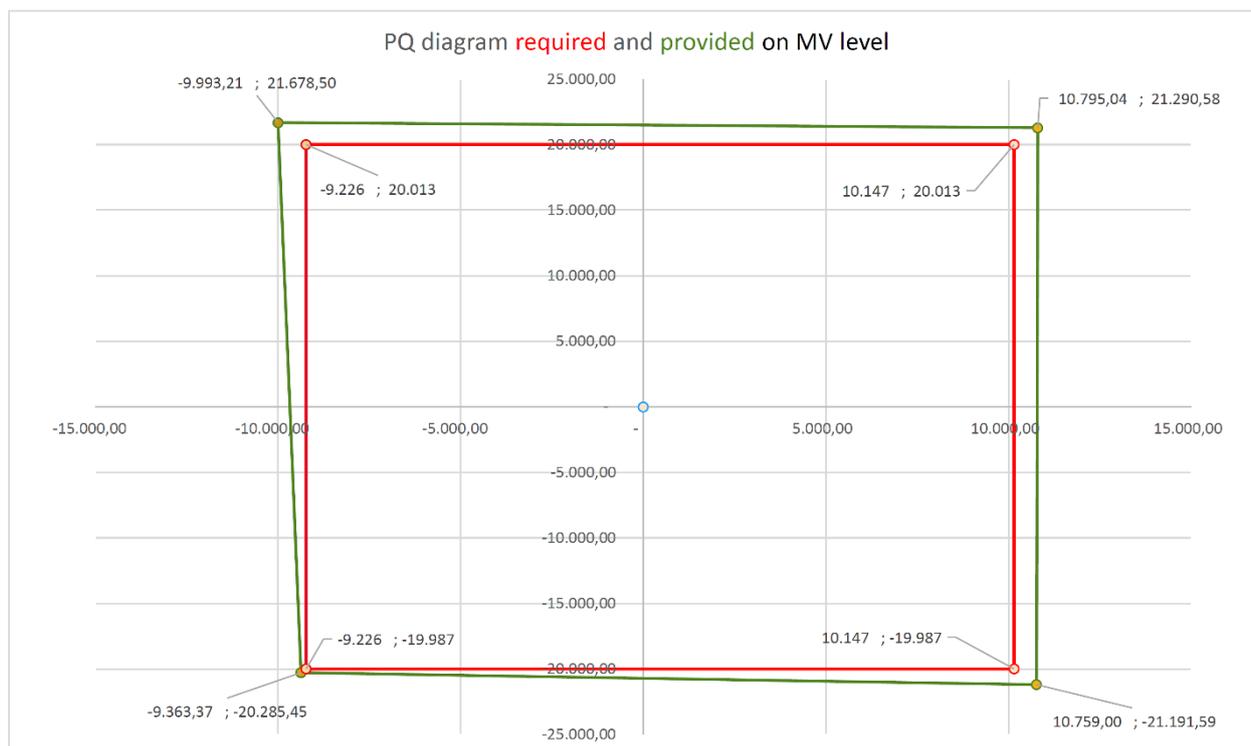


Diagram showing values on MV level - left table for voltage tolerance 1

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"  
**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

SMA Application Engineering

Voltage tolerance 1 - MV level -8%

Voltage tolerance 2 - MV level 8%

Version 8.2



Project with HV connection		yes	
Active power at POI on HV Level		20,000	MW
Power Factor at POI on HV Level		0,9	-
HV On-Load-Tap-Changer included	yes	yes	-
Nominal Power HV transformer	150,0	150,0	MVA
Impedance HV transformer and cable uk	14,00%	14,00%	%
Efficiency HV transformer and cable	99,60%	99,60%	%

Please verify if OLTC can be considered for design according grid code

Plant ratings requirements on HV Grid	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit
P active power on HV grid	20.000	20.000	- 20.000	- 20.000	kW	20.000	20.000	- 20.000	- 20.000	kW
Power factor at HV level	0,900	-0,900	0,900	-0,900	-	0,900	-0,900	0,900	-0,900	-
S total apparent power on HV grid	22.222	22.222	22.222	22.222	kVA	22.222	22.222	22.222	22.222	kVA
Q on the HV grid	9.686	- 9.686	9.686	- 9.686	kVAR	9.686	- 9.686	9.686	- 9.686	kVAR
Q demand of all HV transformers	461	461	461	461	kVAR	461	461	461	461	kVAR
P losses of all HV transformer	13	13	13	13	kW	13	13	13	13	kW
MV-level Voltage deviation from Un in %	-8,00%	-8,00%	-8,00%	-8,00%	%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	%
Plant ratings requirements on MV Grid	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit
P active power on MV grid	20.013	20.013	- 19.987	- 19.987	kW	20.013	20.013	- 19.987	- 19.987	kW
Power factor at MV level	0,892	0,908	-0,892	-0,908	-	0,892	0,908	-0,892	-0,908	-
S total apparent power on MV grid	22.439	22.037	22.415	22.013	kVA	22.439	22.037	22.415	22.013	kVA
Q on the MV grid	10.147	- 9.226	10.147	- 9.226	kVAR	10.147	- 9.226	10.147	- 9.226	kVAR
Q demand of all MV transformers	-	-	-	-	kVAR	-	-	-	-	kVAR
P losses of all MV transformer	-	-	-	-	kW	-	-	-	-	kW
Plant ratings requirements on Inverter level	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit
Total active power at inverter level	20.013	20.013	- 19.987	- 19.987	kW	20.013	20.013	- 19.987	- 19.987	kW
Total reactive power at inverter level	10.147	- 9.226	10.147	- 9.226	kVAR	10.147	- 9.226	10.147	- 9.226	kVAR
Total Apparent Power on inverter level	22.439	22.037	22.415	22.013	kVA	22.439	22.037	22.415	22.013	kVA
Power factor at inverter level	0,892	-0,908	0,892	-0,908	-	0,892	-0,908	0,892	-0,908	-
SinPh <sub>inv</sub>	0,45	-0,42	0,45	-0,42	-	0,45	-0,42	0,45	-0,42	-
Direct Axis Voltage U <sub>d</sub> LV in %	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	%	108,0%	108,0%	108,0%	108,0%	%
Quadratic Axis Voltage U <sub>q</sub> LV in %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	%
Inverter Terminal Voltage U <sub>t</sub> LV in %	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	%	108,0%	108,0%	108,0%	108,0%	%
Inverter Terminal Voltage U <sub>t</sub> LV	552	552	552	552	V	648	648	648	648	V
S inverter = ULV *  (T & Udc & PF) * SQRT(3); please refer to TI	2984	2984	2971	2793	kVA	3243	3243	3243	3243	kVA
Number of inverter based on apparent power only	7,52	7,39	7,55	7,88	PCS	6,92	6,79	6,91	6,79	PCS
Re-calculating per Inverter	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Unit
Target number of units based on simplified calculations	8	8	8	8	PCS	8	8	8	8	PCS
Required active power per Inverter kW	2502	2502	-2498	-2498	kW	2502	2502	-2498	-2498	kW
Required reactive Power per Inverter kVAR	1268	-1153	1268	-1153	kVAR	1268	-1153	1268	-1153	kVAR
Required apparent power per inverter kVA	2805	2755	2802	2752	kVA	2805	2755	2802	2752	kVA
Required AC-current per inverter	2934	2881	2931	2878	A	2499	2454	2496	2452	A
Required battery voltage	836	720	836	720	V	957	858	957	858	V
DC Current ?	1	1	1	1	-	1	1	1	1	-
AC Current ?	1	1	1	1	-	1	1	1	1	-
DC Voltage ?	1	1	1	1	-	1	1	1	1	-
Required operating point is possible	YES	YES	YES	YES	YES   NO	YES	YES	YES	YES	YES   NO
Battery block power dc side	2553	2553	-2448	-2448	kW	2553	2553	-2448	-2448	kW
Battery block DC-current @ Ubatmin(DIS) Ubattnom (Cha)	2532	2532	-2106	-2106	A	2532	2532	-2106	-2106	A

### Requisiti di sistema

Il prodotto può essere utilizzato solo in una centrale fotovoltaica operativa fissa, elettrica e chiusa secondo la norma IEC 61936-1.

L'inverter è adatto solo al funzionamento con moduli FV con messa a terra e isolamento.

Se la batteria non è dotata di sezionatore di carico o di interruttore di potenza, sarà necessario installare un sezionatore di carico o un interruttore di potenza fra la batteria e l'inverter che in caso di guasto disinserisca in modo sicuro la corrente di cortocircuito dalla batteria.

Per gli ingressi nel percorso della potenza è stato eseguito un test di sovratensione secondo IEEE C62.41.2 con tensione fino a 6 kV.

Per gli ingressi nel percorso di comando è stato eseguito un test di sovratensione secondo IEEE C37.90.1 con tensione fino a 2,5 kV.

Secondo EN 55011, il prodotto può essere utilizzato solo in luoghi in cui la distanza tra il prodotto e i dispositivi di comunicazione radio è maggiore di 30 m. I portatori di apparecchi sensibili alle onde radio o elettromagnetiche devono mantenere questa distanza.

Deve essere garantita l'alimentazione di aria necessaria. Deve essere esclusa l'aspirazione dell'aria di scarico di altri dispositivi.

Il prodotto non può essere utilizzato con le coperture o gli sportelli aperti.

### Collegamento CC

La massima tensione d'ingresso CC dell'inverter consentita non deve essere superata.

Sulla base del suo dimensionamento tecnico, l'inverter è in grado di sopportare una corrente di cortocircuito

pari a:

$$I^2t = 28,9 \text{ A}^2\text{s.}$$

Il DC-DC Converter non può evitare un cortocircuito nella batteria in modo sicuro. Tra i DC-DC Converter e la batteria deve essere installato un elemento di protezione che, in caso di guasto, disinserisca in modo sicuro la corrente di cortocircuito della batteria.

La potenza di interruzione del sezionatore di carico installato nel percorso FV è di 6,4 kA. Ciò consente di resistere a correnti di 19 kA per 1 secondo. Durante questo intervallo di tempo non potranno essere eseguite attivazioni.

#### 4.4.4 Container Batterie

Per l'accumulo elettrochimico dell'energia, si è optato per la scelta di sistemi containerizzati SAFT nella seguente configurazione:

- n° 8 container batterie ESS Energy Storage Unit High Power SAFT 2.500 kW /2.500 kWh
- Potenza sistema accumulo: 8 Energy Storage Unit x 2,5 MW = 20,00 MW
- Capacità sistema accumulo: 8 x 2.500 MWh = 20,00 MWh

I sistemi di accumulo di energia containerizzati agli ioni di litio su scala megawatt di Saft per reti e fonti di energia rinnovabile offrono una flessibilità inestimabile. Il sistema di accumulo di energia containerizzato attenua la generazione intermittente e le velocità di rampa inerenti alle fonti di energia rinnovabile, rendendolo ideale per schemi di energia solare ed eolica su rete di medie e grandi dimensioni.



Figura 14: esempio accumulo a batterie in container

Il sistema containerizzato Intensium Max è pronto per l'installazione e offre un funzionamento affidabile, efficiente e di lunga durata in applicazioni altamente dinamiche. Con un massimo di 3 MW di potenza o 1,2 MWh di capacità di accumulo in un singolo container da 20 piedi, Intensium Max fornisce un accumulo di energia personalizzato da 1 a 50 MW e durate di ciclo da pochi minuti a diverse ore.

##### Caratteristiche e benefici

- Flessibilità per fornire sia funzioni di alimentazione che di energia

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

- Basso costo totale di proprietà in applicazioni complesse
- Installazione rapida ed economica anche in luoghi remoti e di difficile accesso
- Facile integrazione del sito con un formato compatto e adattabile
- Interfacciamento altamente compatibile con i sistemi di controllo del sito e più marche di PCS
- La supervisione remota in tempo reale riduce al minimo i tempi di inattività e ottimizza le operazioni del sistema

**Specifiche tecniche**

- Tecnologia agli ioni di litio a lunga durata collaudata sul campo
- Architettura modulare con configurazioni ad alta energia, media e alta potenza
- Design molto flessibile basato su 1 o 2 uscite di potenza per contenitore, architetture daisy-chain e 3 tipi di celle agli ioni di litio
- Contenitori completamente popolati e testati presso lo stabilimento Saft prima della consegna
- Completamente integrato con il sistema di gestione della batteria proprietario di Saft
- Alta disponibilità, bassa manutenzione del sistema e supervisione remota e strumenti diagnostici
- Elevata affidabilità operativa, ciclo di vita lungo ed eccezionale efficienza energetica

#### 4.4.5 Quadro MT

---

La sala di smistamento MT, mediante cavo interrato MT, è collegata alla Cabina di Media Tensione alimentata dal trasformatore AT/MT.

Nella sala di smistamento sono presenti tre scomparti dedicati alla connessione dei tre sottosistemi dell'ESS; ad ogni scomparto è collegato un singolo trasformatore mediante linea MT interrata.

Ogni scomparto è realizzato in lamiera di acciaio zincata ed è equipaggiato di:

- Interruttore isolato in SF6
- Relè di protezione 50-51-50N-51N
- Sezionatore di linea
- Sezionatore di messa a terra
- Dispositivi di blocco a chiave
- Interblocco organi di manovra

Vista la distanza limitata tra protezione e trasformatore non è reputata necessaria l'adozione di protezione direzionale 67N.

## 5 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini.

### 5.1 Protezione generale

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.

#### 5.1.1 Protezione contro i contatti diretti

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

## 5.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma

raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.

### 5.1.3 Protezioni dai sovraccarichi

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una conduttura avente corrente di impiego  $I_b$  e portata  $I_z$  ( $I_b < I_z$ ) si deve installare nel circuito della conduttura st un dispositivo di protezione avente corrente nominale  $I_n$  e corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove  $I_f$  è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$  per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$  per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

### 5.1.4 Protezione conduttori contro il corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di  $I^2 \cdot t$  lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della conduttura protetta. In prima approssimazione, per cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula  $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$  oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

### 5.1.5 Cartelli

---

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'emergenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

### 5.1.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

---

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

### 5.1.7 Mezzi di estinzione

---

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da

svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.

### 5.1.8 Qualifica del personale

---

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

### 5.1.9 Apparecchiature e componenti

---

#### ***Cavi***

---

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

#### ***Connessioni elettriche***

---

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

## ***Materiali isolanti***

---

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione degli isolatori passanti.

## ***Sezionatori***

---

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

## ***Interruttori***

---

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere

un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.

### ***Interruttori di manovra***

---

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

### ***Relè di protezione***

---

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

### ***TA e TV di protezione***

---

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da 0,1 In a 1,2 In e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti

di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra (se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima 2,5 mm<sup>2</sup> se protetto meccanicamente, altrimenti 4 mm<sup>2</sup>.

## ***Trasformatori***

---

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;
- Dietro ostacoli di altezza compresa tra 1,2 m e 1,4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia  $A = (dg + 1250)$  mm;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

## ***Pulsanti di sgancio della cabina***

---

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare altri

accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d' emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

## 5.2 Protezione contro i fulmini

---

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

### 5.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

---

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

### 5.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

---

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

### 5.2.3 Impianto di terra

---

#### ***Realizzazione dell'impianto di terra***

---

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm<sup>2</sup>.

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato  $l = 2 \text{ m}$  e da treccia di rame nuda  $S = 50 \text{ mm}^2$ .

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

### ***Verifica dell'impianto di terra***

---

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra  $I_f$  e il tempo di eliminazione del guasto a terra  $t_f$  richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto  $U_{tp}$  ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti  $U_t \leq U_{tp}$  l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## **Allegato 1: risultati simulazione parco FV con software PVSYST**

---

# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

Progetto: Piana Borrromea - Campo 1

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 16.89 MWc

Piana Borrromea - Italy

**Autore**

F4 ingegneria Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Sommario del progetto**

<b>Luogo geografico</b>		<b>Ubicazione</b>		<b>Parametri progetto</b>	
Piana Borromea		Latitudine	37.94 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitudine	12.64 °E		
		Altitudine	87 m		
		Fuso orario	UTC+1		
<b>Dati meteo</b>					
Piana Borromea					
Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico					

**Sommario del sistema**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>			
Simulazione per l'anno no 1					
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>		<b>Ombre vicine</b>	
<b>Orientamento</b>		Ottimizzazione irraggiamento		Ombre lineari	
Piano a inseguimento, asse inclinato		Backtracking attivato			
Incl. asse media	0.8 °				
Azim. asse med.	180.0 °				
<b>Informazione sistema</b>					
<b>Campo FV</b>					
Numero di moduli	27696 unità	<b>Inverter</b>	Numero di unità	57 unità	
Pnom totale	16.89 MWc		Pnom totale	14.25 MWac	
			Rapporto Pnom	1.186	
<b>Bisogni dell'utente</b>					
Carico illimitato (rete)					

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta	30509 MWh/anno	Prod. Specif.	1806 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	87.19 %
Energia apparente	34134 MVAh				

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici speciali	10
Strumenti decadimento	11
Valutazione P50-P90	13



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Parametri principali**

**Sistema connesso in rete**

**Orientamento campo FV**

**Orientamento**

Piano a inseguimento, asse inclinato  
Incl. asse media 0.8 °  
Azim. asse med. 180.0 °

**Modelli utilizzati**

Trasposizione Perez  
Diffuso Perez, Meteonorm  
Circumsolare separare

**Orizzonte**

Altezza media 2.5 °

**Sistema a moduli bifacciali**

Modello Calcolo 2D  
eliostati illimitati

**Geometria del modello bifacciale**

Distanza elio stati 5.50 m  
ampiezza elio stati 2.47 m  
GCR 44.9 %  
Altezza dell'asse dal suolo 2.10 m

**Punto di immissione in rete**

**Fattore di potenza**

Cos(phi) (ritardo) 0.900

**Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)**

**Algoritmo dell'inseguimento**

Ottimizzazione irraggiamento  
Backtracking attivato

**Ombre vicine**

Ombre lineari

**Campo con backtracking**

N. di elio stati 546 unità

**Dimensioni**

Distanza elio stati 5.50 m  
Larghezza collettori 2.47 m  
Fattore occupazione (GCR) 44.9 %  
Phi min / max +/- 45.0 °

**Strategia Backtracking**

Limiti phi +/- 63.1 °  
Distanza tavole backtracking 5.50 m  
Larghezza backtracking 2.47 m

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Definizioni per il modello bifacciale**

Albedo dal suolo 0.30  
Fattore di Bifaccialità 70 %  
Ombreg. posteriore 5.0 %  
Perd. Mismatch post. 10.0 %  
Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

**Caratteristiche campo FV**

**Modulo FV**

Costruttore JA Solar  
Modello JAM78-D30-610-GB  
(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 610 Wp  
Numero di moduli FV 27696 unità  
Nominale (STC) 16.89 MWc

**Campo #1 - Sottocampo 1a**

Numero di moduli FV 6840 unità  
Nominale (STC) 4172 kWc  
Moduli 285 Stringhe x 24 In serie

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp 3811 kWc  
U mpp 987 V  
I mpp 3862 A

**Inverter**

Costruttore Sungrow  
Modello SG250-GX  
(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 250 kWac  
Numero di inverter 57 unità  
Potenza totale 14250 kWac

Numero di inverter 14 unità  
Potenza totale 3500 kWac

Voltaggio di funzionamento 860-1300 V  
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Caratteristiche campo FV**

<b>Caratteristiche campo FV</b>			
<b>Campo #2 - Sottocampo 1b</b>			
Numero di moduli FV	6912 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4216 kWc	Potenza totale	3500 kWac
Moduli	288 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3851 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.20
U mpp	987 V		
I mpp	3903 A		
<b>Campo #3 - Sottocampo 1c</b>			
Numero di moduli FV	7128 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	4348 kWc	Potenza totale	3750 kWac
Moduli	297 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3971 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	987 V		
I mpp	4025 A		
<b>Campo #4 - Sottocampo 1d</b>			
Numero di moduli FV	6816 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4158 kWc	Potenza totale	3500 kWac
Moduli	284 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3797 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	987 V		
I mpp	3849 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	16895 kWp	Potenza totale	14250 kWac
Totale	27696 moduli	Numero di inverter	57 unità
Superficie modulo	77607 m <sup>2</sup>	Rapporto Pnom	1.19

**Perdite campo**

<b>Perdite per sporco campo</b>		<b>Fatt. di perdita termica</b>		<b>Perdita di qualità moduli</b>				
Fraz. perdite	3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento		Fraz. perdite	-0.2 %			
		Uc (cost)	29.0 W/m <sup>2</sup> K					
		Uv (vento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>Perdite per mismatch del modulo</b>		<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>		<b>Degrado medio dei moduli</b>				
Fraz. perdite	2.0 % a MPP	Fraz. perdite	0.1 %	Anno n°	1			
				Fattore di perdita annuale	0.45 %/anno			
				<b>Mismatch dovuto a degrado</b>				
				Dispersione Imp RMS	0.45 %/anno			
				Dispersione Vmp RMS	0.45 %/anno			
<b>Fattore di perdita IAM</b>								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel levigato, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Perdite campo**

**Correzione spettrale**

Primo modello solare  
Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale di cablaggio 1.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #1 - Sottocampo 1a**

Res. globale campo 4.2 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #2 - Sottocampo 1b**

Res. globale campo 4.2 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #3 - Sottocampo 1c**

Res. globale campo 4.1 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #4 - Sottocampo 1d**

Res. globale campo 4.3 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Perdite cablaggio AC**

**Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter 800 Vac tri  
Fraz. perdite 2.89 % a STC

**Inverter: SG250-GX**

Sezione cavi (57 Inv.) All 57 x 3 x 185 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 300 m

**Linea MV fino alla iniezione**

Voltaggio MV 30 kV  
Conduttori All 3 x 300 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 3182 m  
Fraz. perdite 0.77 % a STC

**Perdite AC nei trasformatori**

**Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC 16709 kVA  
Perdita ferro (Connessione 24/24) 16.71 kW  
Fraz. perdite 0.10 % a STC  
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.38 mΩ  
Fraz. perdite 1.00 % a STC



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Definizione orizzonte**

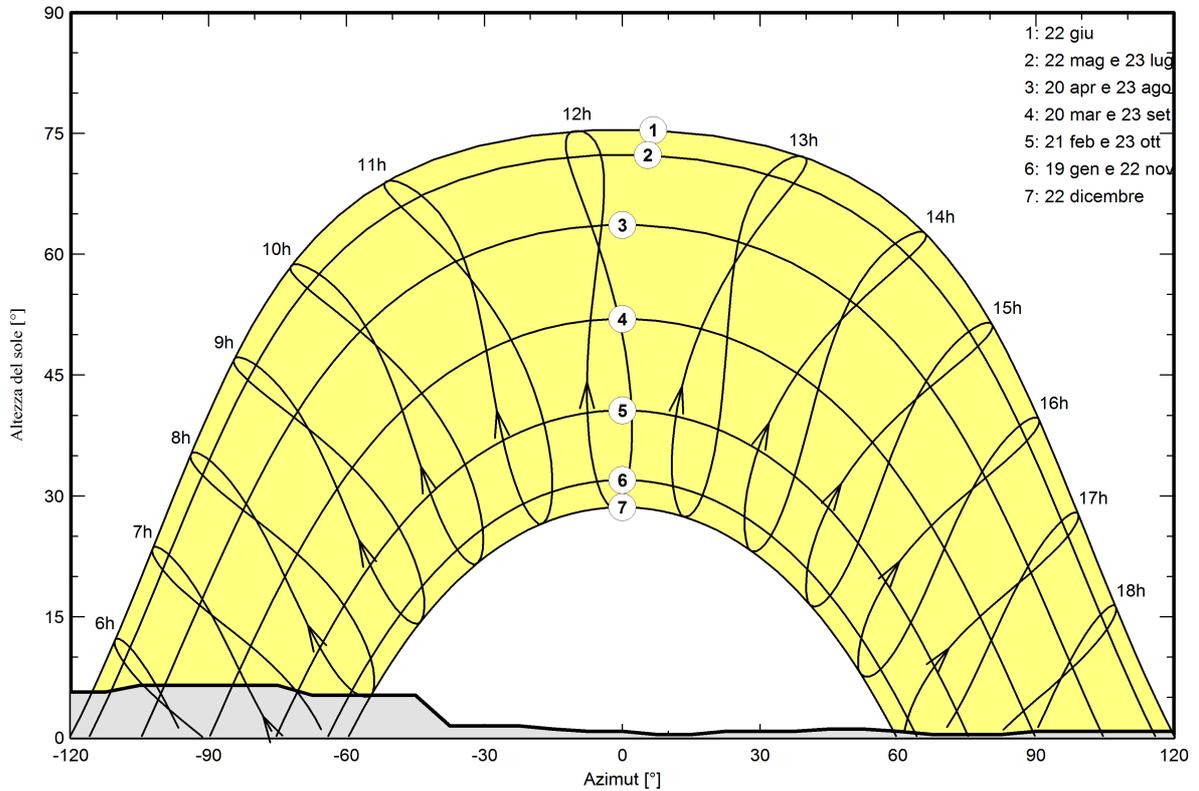
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°56'13', Long=12°38'10', Alt=87m

Altezza media	2.5 °	Fattore su albedo	0.73
Fattore su diffuso	0.95	Frazione albedo	100 %

**Profilo dell'orizzonte**

Azimut [°]	-180	-165	-158	-143	-135	-113	-105	-75	-68	-45	-38	-23
Altezza [°]	1.9	1.9	4.2	4.2	5.7	5.7	6.5	6.5	5.3	5.3	1.5	1.5
Azimut [°]	-15	-8	0	8	15	23	38	45	53	60	68	83
Altezza [°]	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	0.4	0.4
Azimut [°]	90	120	128	135	143	150	158	165	173	180		
Altezza [°]	0.8	0.8	0.4	0.4	0.0	1.5	3.1	1.5	1.1	1.9		

**Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)**





Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

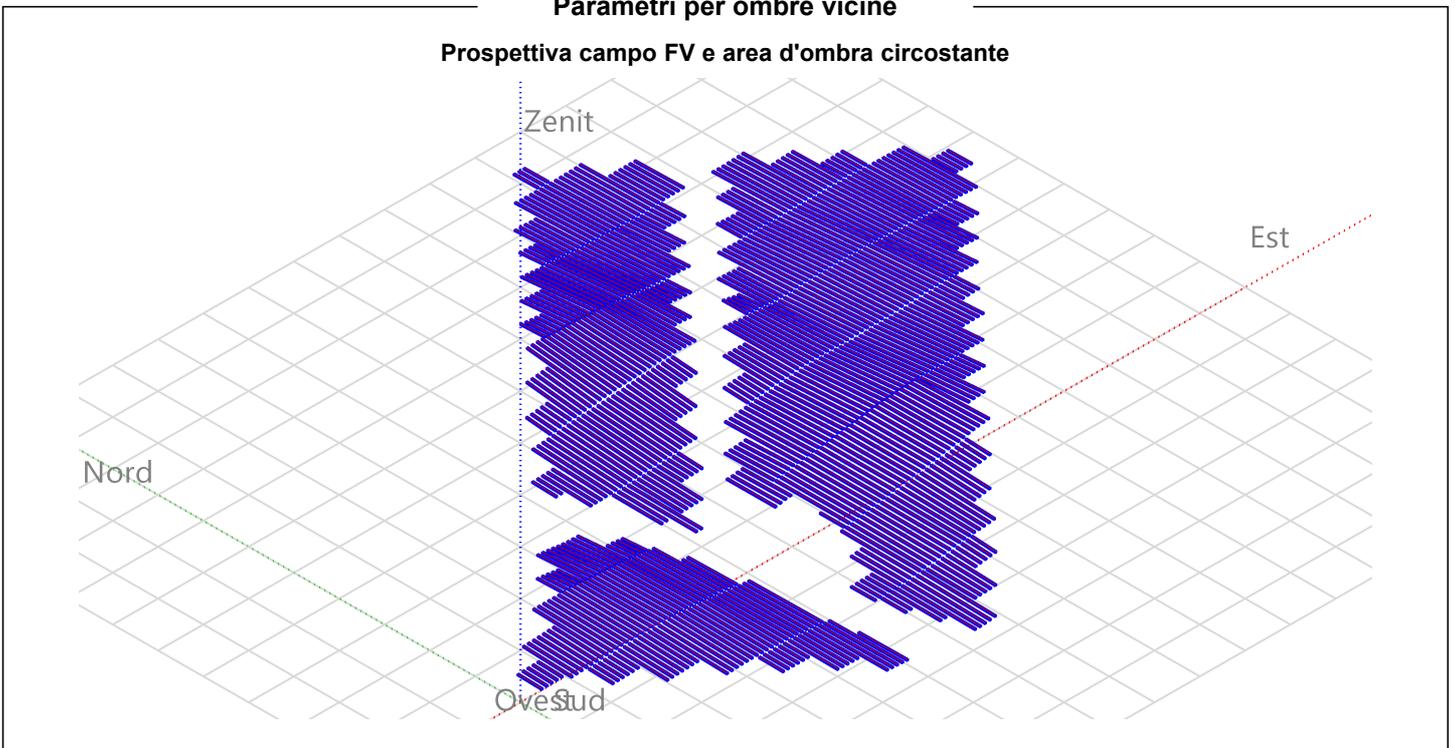
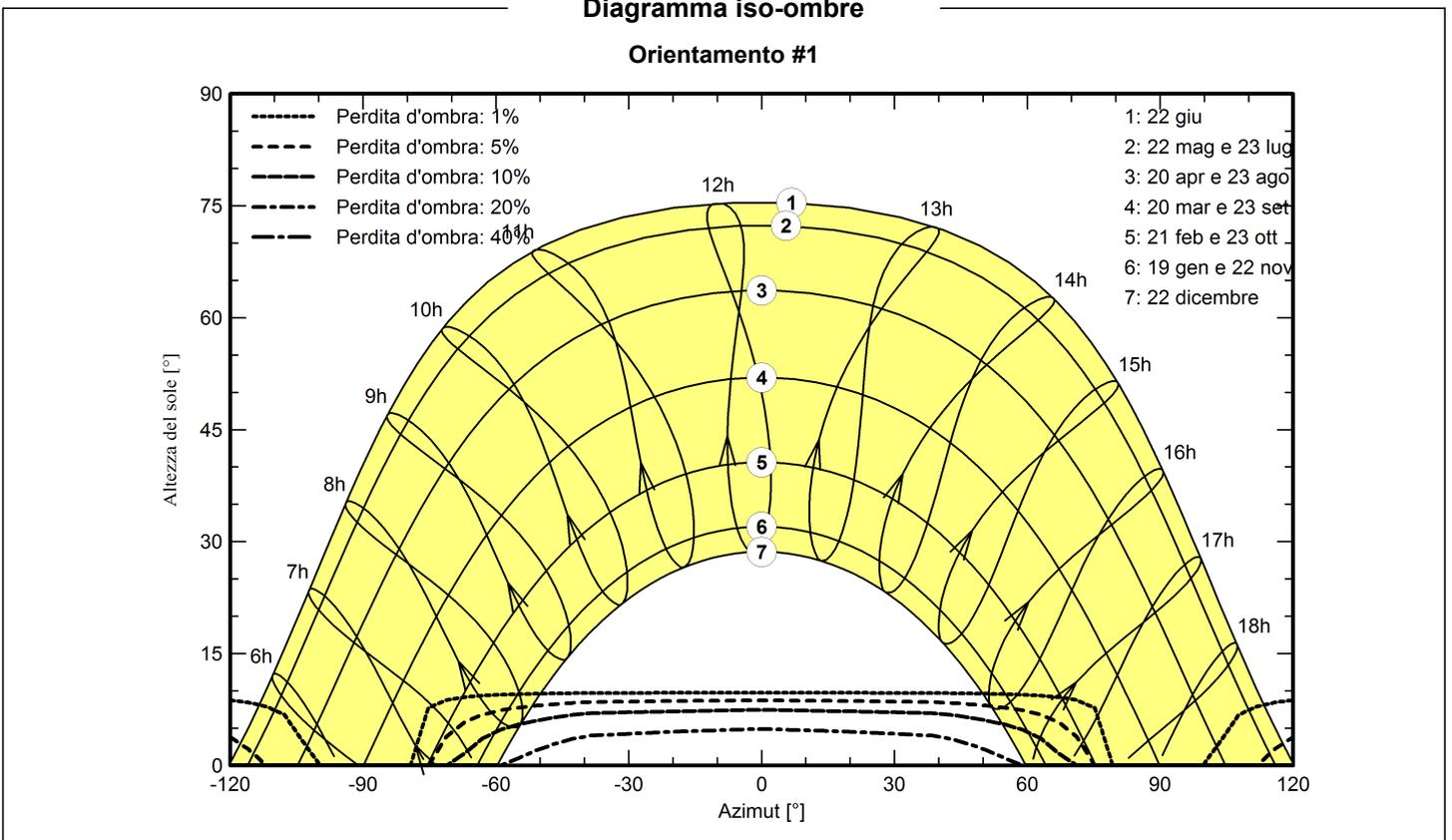


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

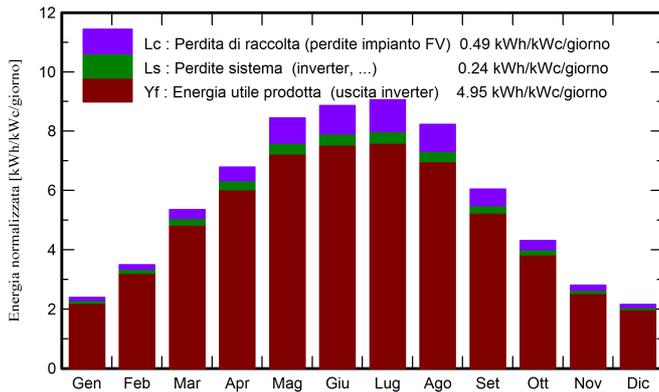
F4 ingegneria Srl (Italy)

**Risultati principali**

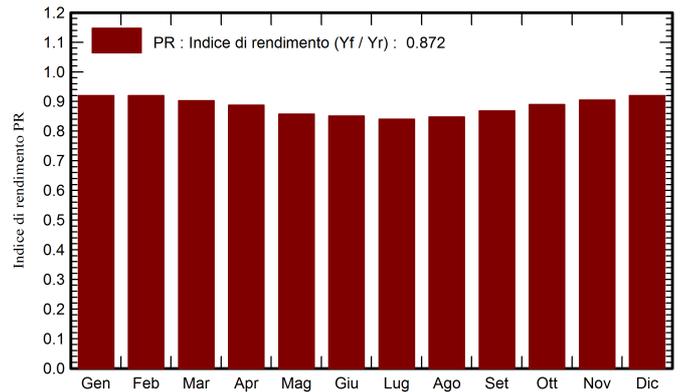
**Produzione sistema**

Energia prodotta	30509 MWh/anno	Prod. Specif.	1806 kWh/kWc/anno
Energia apparente	34134 MVAh	Indice di rendimento PR	87.19 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	60.1	34.56	11.42	74.3	68.2	1203	1154	0.920
Febbraio	77.9	37.23	11.25	97.7	91.2	1585	1518	0.920
Marzo	130.1	55.32	13.36	166.2	156.5	2655	2536	0.903
Aprile	162.6	71.25	15.41	203.8	193.0	3208	3057	0.888
Maggio	205.3	75.19	19.23	261.7	248.6	3982	3790	0.857
Giugno	210.9	82.77	23.06	265.8	252.1	4014	3822	0.851
Luglio	219.5	80.04	26.73	280.8	267.3	4186	3986	0.840
Agosto	197.8	72.32	26.94	255.0	242.4	3836	3655	0.848
Settembre	143.2	62.50	23.64	181.5	171.0	2786	2662	0.868
Ottobre	105.5	48.20	20.34	133.6	125.3	2098	2009	0.890
Novembre	66.7	33.98	16.36	84.0	77.5	1339	1284	0.904
Dicembre	54.3	31.22	13.03	66.8	61.2	1082	1038	0.919
Anno	1634.0	684.57	18.44	2071.1	1954.3	31975	30509	0.872

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

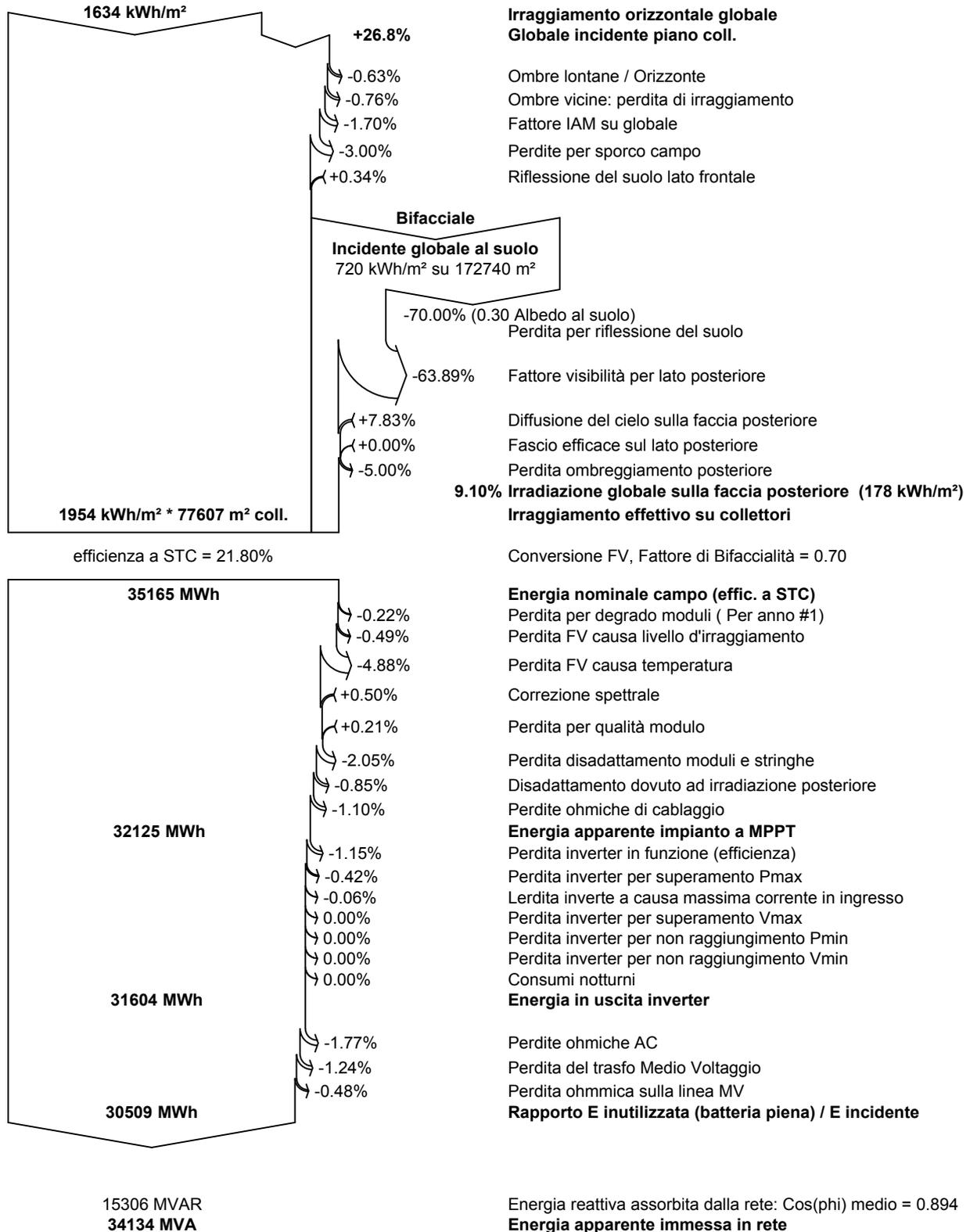


PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

### Diagramma perdite





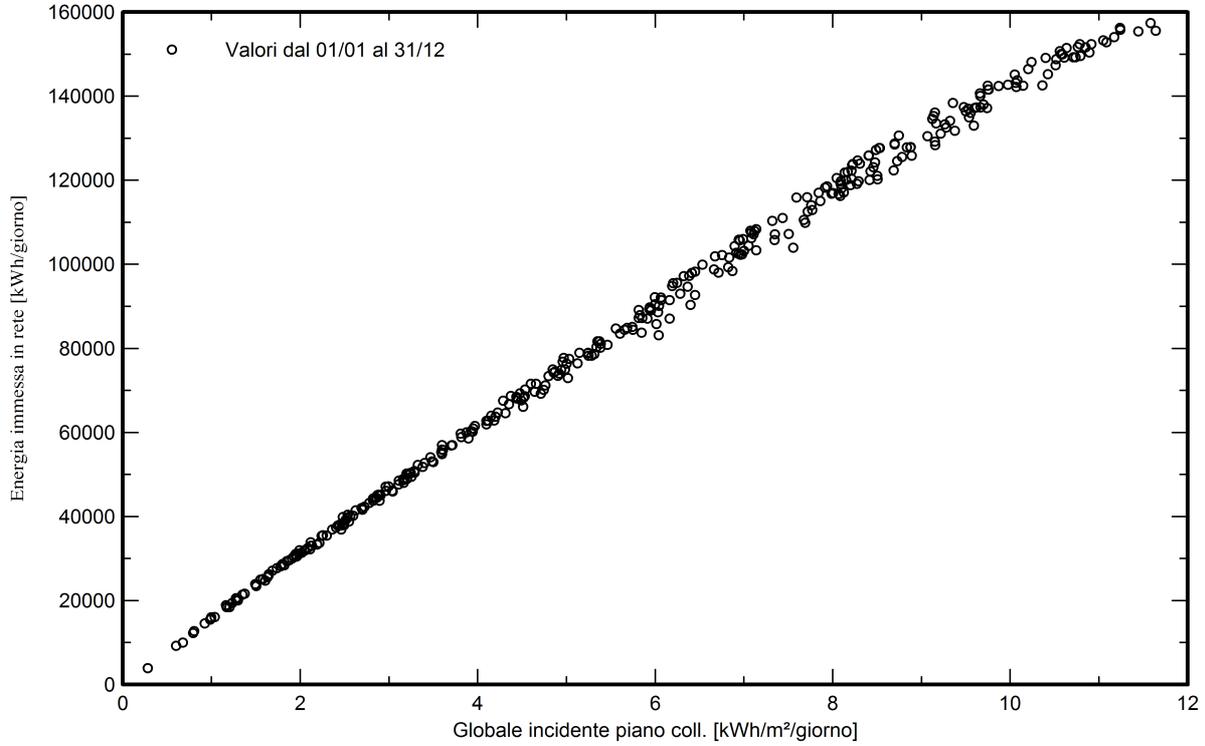
PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

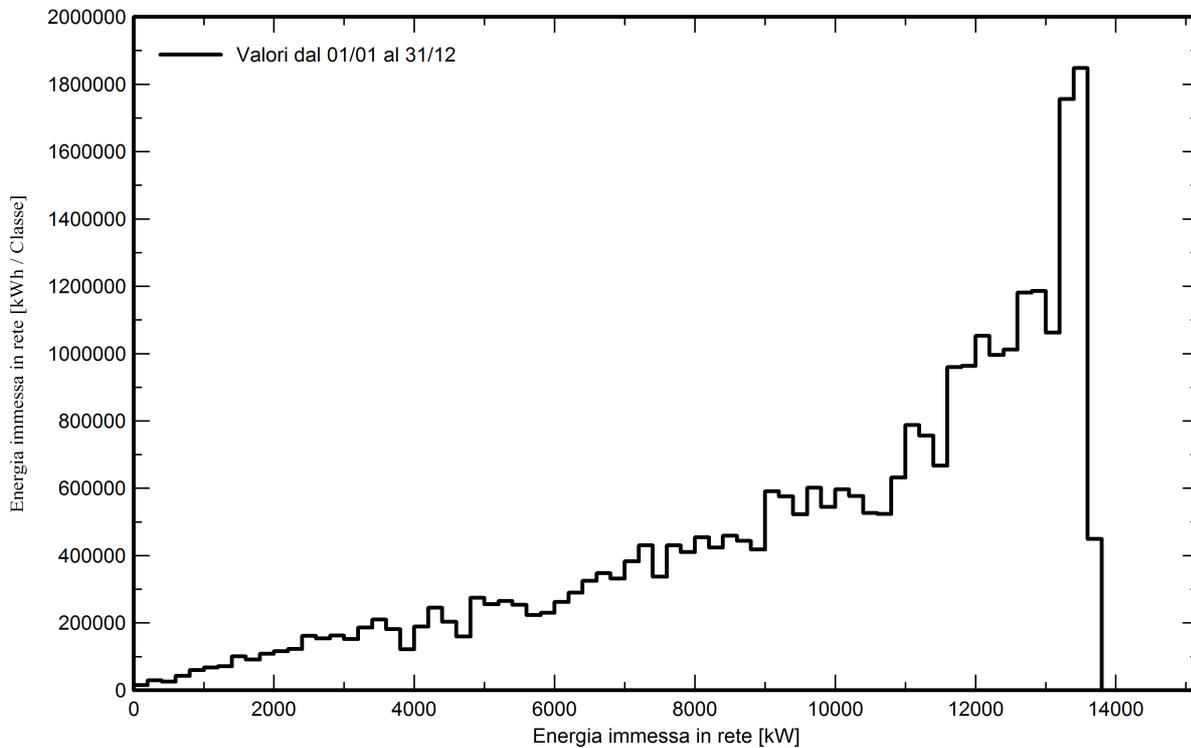
F4 ingegneria Srl (Italy)

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

### Strumenti decadimento

#### Parametri di decadimento

Durata totale della simulazione 20 anni

#### Degrado medio dei moduli

Fattore di perdita annuale 0.45 %/anno

#### Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.45 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.45 %/anno

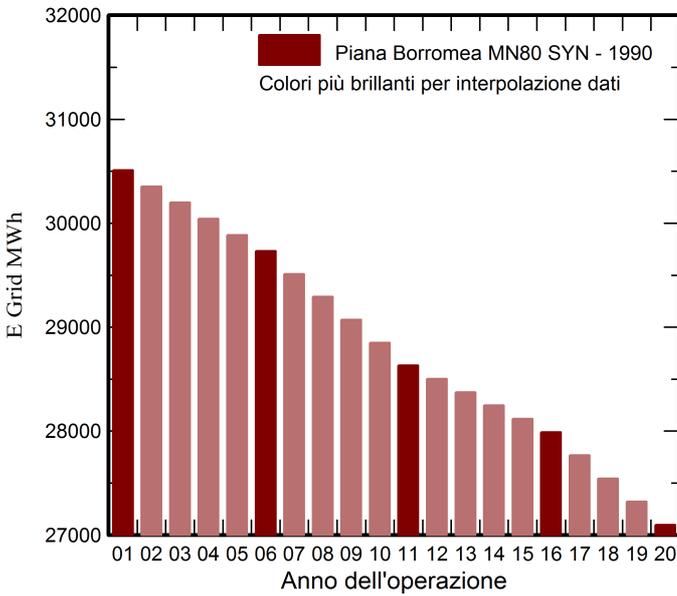
#### Dati meteo usati per la simulazione

##### #1 Piana Borromea MN80 SYN

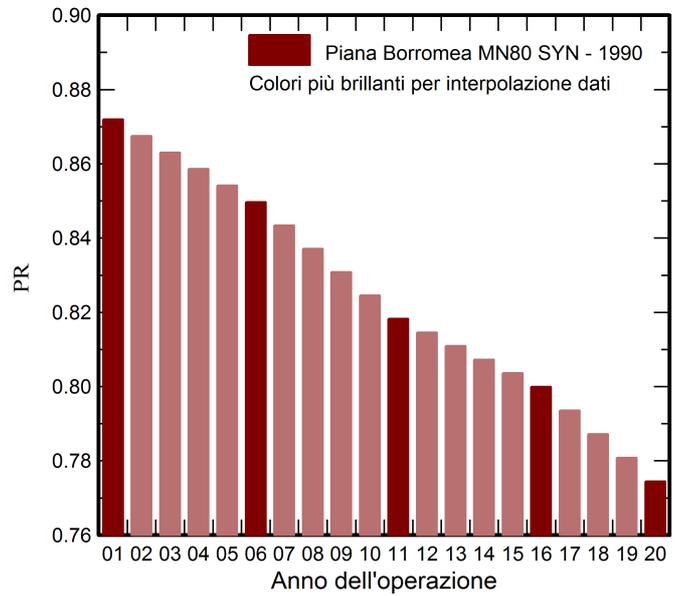
Anni 1990 (anno di riferimento)

Anni simulati 1,6,11,16,20

#### Energia immessa in rete



#### Indice di rendimento





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Piana Borromea MN80 SYN**

Anno	E Grid MWh	PR	Perdite degrad. PR %
1	30509	0.872	0%
2	30354	0.867	-0.5%
3	30198	0.863	-1%
4	30043	0.859	-1.5%
5	29887	0.854	-2%
6	29732	0.85	-2.5%
7	29511	0.843	-3.3%
8	29291	0.837	-4%
9	29071	0.831	-4.7%
10	28851	0.825	-5.4%
11	28631	0.818	-6.2%
12	28503	0.815	-6.6%
13	28374	0.811	-7%
14	28246	0.807	-7.4%
15	28118	0.804	-7.8%
16	27990	0.8	-8.3%
17	27767	0.794	-9%
18	27544	0.787	-9.7%
19	27321	0.781	-10.4%
20	27098	0.774	-11.2%



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 12:53  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

### Valutazione P50-P90

#### Dati meteo

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2009), Sat=100%  
Tipo TMY, multi anno  
Differenza da anno in anno (Varianza) 3.6 %

#### Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

#### Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.1 %

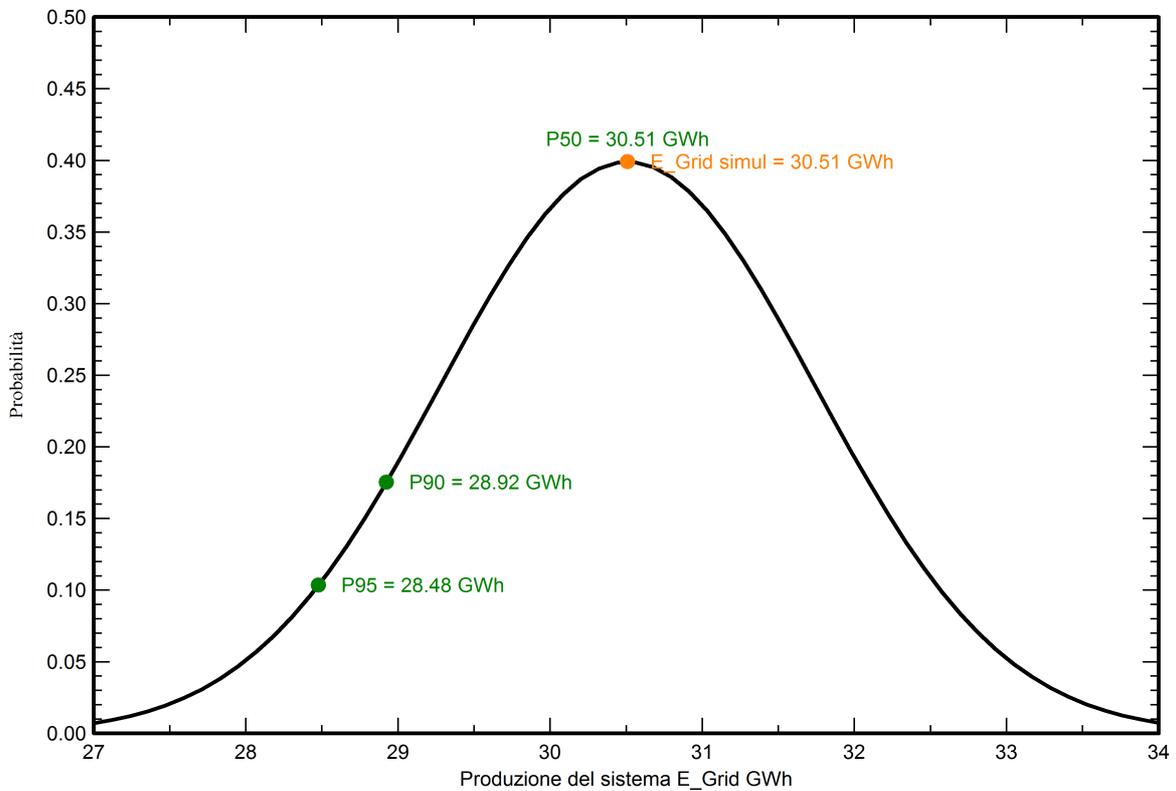
#### Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV	1.0 %
Incertezza nella stima efficienza inverter	0.5 %
Incertezze di disadattamento e sporcizia	1.0 %
Incertezza nella stima del degrado	1.0 %

#### Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità	1.24 GWh
P50	30.51 GWh
P90	28.92 GWh
P95	28.48 GWh

### Distribuzione di probabilità



# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

Progetto: Piana Borrromea - Campo 2

Variante: Agrovoltaico - Pitch 5,5m

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 6881 kWc

Piana Borrromea - Italy

**Autore**

F4 ingegneria Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Sommario del progetto**

<b>Luogo geografico</b> Piana Borromea Italia	<b>Ubicazione</b> Latitudine 37.94 °N Longitudine 12.64 °E Altitudine 87 m Fuso orario UTC+1	<b>Parametri progetto</b> Albedo 0.20
<b>Dati meteo</b> Piana Borromea Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico		

**Sommario del sistema**

<b>Sistema connesso in rete</b> Simulazione per l'anno no 1	<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>		
<b>Orientamento campo FV</b> <b>Orientamento</b> Piano a inseguimento, asse inclinato Incl. asse media -1.1 ° Azim. asse med. 180.0 °	<b>Algoritmo dell'inseguimento</b> Ottimizzazione irraggiamento Backtracking attivato	<b>Ombre vicine</b> Ombre lineari	
<b>Informazione sistema</b> <b>Campo FV</b> Numero di moduli 11280 unità Pnom totale 6881 kWc	<b>Inverter</b> Numero di unità 23 unità Pnom totale 5750 kWac Rapporto Pnom 1.197		
<b>Bisogni dell'utente</b> Carico illimitato (rete)			

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta 12372 MWh/anno	Prod. Specif. 1798 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 86.59 %
Energia apparente 13820 MVAh		

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici speciali	10
Strumenti decadimento	11
Valutazione P50-P90	13



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Parametri principali**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>	
<b>Orientamento</b>		Ottimizzazione irraggiamento	
Piano a inseguimento, asse inclinato		Backtracking attivato	
Incl. asse media	-1.1 °		
Azim. asse med.	180.0 °		
		<b>Campo con backtracking</b>	
		N. di eliostati	528 unità
		Campo (array) identico	
		<b>Dimensioni</b>	
		Distanza eliostati	5.50 m
		Larghezza collettori	2.28 m
		Fattore occupazione (GCR)	41.4 %
		Phi min / max	-/+ 45.0 °
		<b>Strategia Backtracking</b>	
		Limiti phi	+/- 65.4 °
		Distanza tavole backtracking	4.76 m
		Larghezza backtracking	2.28 m
<b>Modelli utilizzati</b>			
Trasposizione	Perez		
Diffuso	Perez, Meteonorm		
Circumsolare	separare		
<b>Orizzonte</b>		<b>Ombre vicine</b>	
Altezza media	2.5 °	Ombre lineari	
<b>Sistema a moduli bifacciali</b>		<b>Bisogni dell'utente</b>	
Modello	Calcolo 2D eliostati illimitati	Carico illimitato (rete)	
<b>Geometria del modello bifacciale</b>		<b>Definizioni per il modello bifacciale</b>	
Distanza eliostati	5.50 m	Albedo dal suolo	0.30
ampiezza eliostati	2.28 m	Fattore di Bifaccialità	70 %
GCR	41.4 %	Ombreg. posteriore	5.0 %
Altezza dell'asse dal suolo	2.10 m	Perd. Mismatch post.	10.0 %
		Frazione trasparente della tettoia	0.0 %
<b>Punto di immissione in rete</b>			
<b>Fattore di potenza</b>			
Cos(phi) (ritardo)	0.900		

**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	JA Solar	Costruttore	Sungrow
Modello	JAM78-D30-610-GB	Modello	SG250-GX
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	610 Wp	Potenza nom. unit.	250 kWac
Numero di moduli FV	11280 unità	Numero di inverter	23 unità
Nominale (STC)	6881 kWc	Potenza totale	5750 kWac
<b>Campo #1 - Sottocampo 2a</b>			
Numero di moduli FV	5400 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3294 kWc	Potenza totale	2750 kWac
Moduli	225 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		<b>Voltaggio di funzionamento</b>	
Pmpp	3009 kWc	860-1300 V	
U mpp	987 V	<b>Rapporto Pnom (DC:AC)</b>	
I mpp	3049 A	1.20	



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Caratteristiche campo FV**

Campo #2 - Sottocampo 2b			
Numero di moduli FV	5880 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	3587 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	245 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3276 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.20
U mpp	987 V		
I mpp	3320 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	6881 kWp	Potenza totale	5750 kWac
Totale	11280 moduli	Numero di inverter	23 unità
Superficie modulo	31608 m <sup>2</sup>	Rapporto Pnom	1.20

**Perdite campo**

<b>Perdite per sporco campo</b>	<b>Fatt. di perdita termica</b>	<b>LID - Light Induced Degradation</b>						
Fraz. perdite 3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento	Fraz. perdite 2.0 %						
	Uc (cost) 29.0 W/m <sup>2</sup> K							
	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Perdita di qualità moduli</b>	<b>Perdite per mismatch del modulo</b>	<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>						
Fraz. perdite -0.2 %	Fraz. perdite 2.0 % a MPP	Fraz. perdite 0.1 %						
<b>Degrado medio dei moduli</b>								
Anno n° 1								
Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno								
<b>Mismatch dovuto a degrado</b>								
Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno								
Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno								
<b>Fattore di perdita IAM</b>								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel levigato, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale di cablaggio 2.6 mΩ			
Fraz. perdite 1.5 % a STC			
<b>Campo #1 - Sottocampo 2a</b>		<b>Campo #2 - Sottocampo 2b</b>	
Res. globale campo 5.4 mΩ		Res. globale campo 4.9 mΩ	
Fraz. perdite 1.5 % a STC		Fraz. perdite 1.5 % a STC	

**Perdite cablaggio AC**

<b>Linea uscita inv. sino al trasformatore MT</b>			
Tensione inverter 800 Vac tri			
Fraz. perdite 2.41 % a STC			
<b>Inverter: SG250-GX</b>		<b>Inverter: SG250-GX</b>	
Sezione cavi (11 Inv.) All 11 x 3 x 300 mm <sup>2</sup>		Sezione cavi (12 Inv.) All 12 x 3 x 400 mm <sup>2</sup>	
Lunghezza media dei cavi 490 m		Lunghezza media dei cavi 430 m	



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Perdite AC nei trasformatori**

**Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC 6805 kVA

Perdita ferro (Connessione 24/24) 6.81 kW

Fraz. perdite 0.10 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.94 mΩ

Fraz. perdite 1.00 % a STC



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Definizione orizzonte**

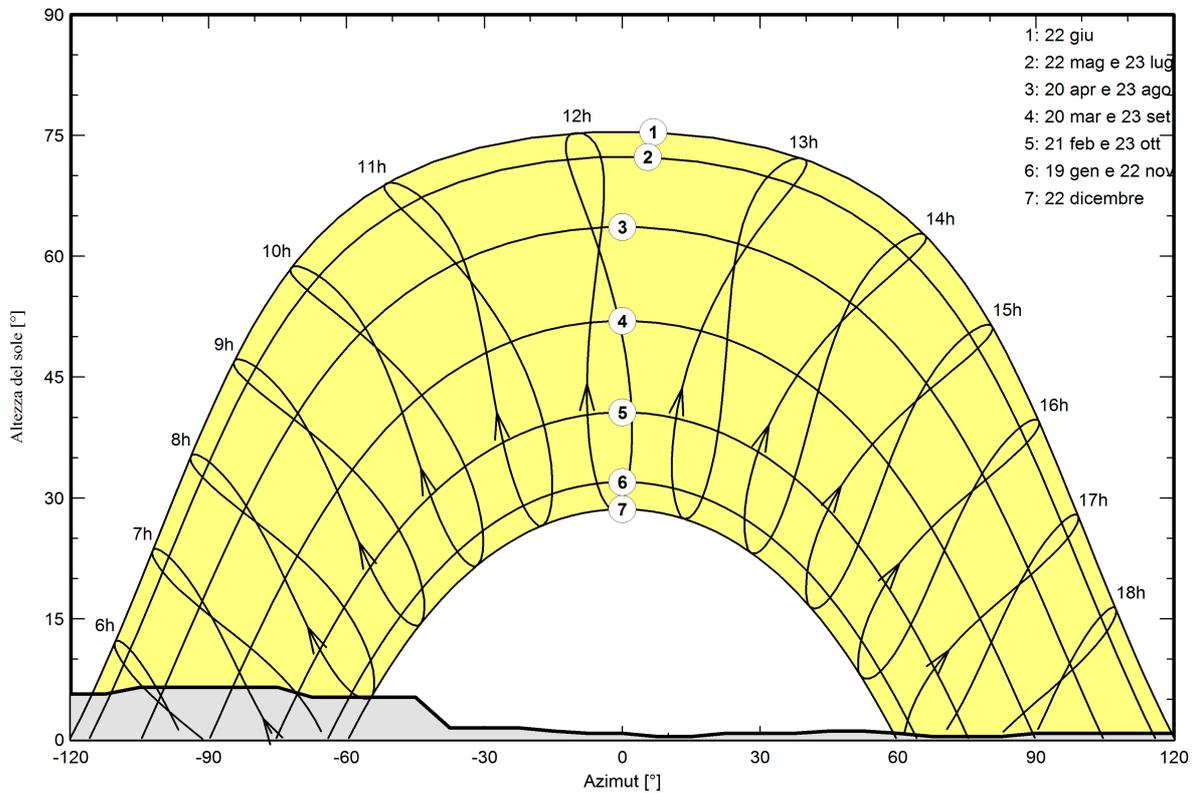
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°56'13', Long=12°38'10', Alt=87m

Altezza media	2.5 °	Fattore su albedo	0.73
Fattore su diffuso	0.95	Frazione albedo	100 %

**Profilo dell'orizzonte**

Azimut [°]	-180	-165	-158	-143	-135	-113	-105	-75	-68	-45	-38	-23
Altezza [°]	1.9	1.9	4.2	4.2	5.7	5.7	6.5	6.5	5.3	5.3	1.5	1.5
Azimut [°]	-15	-8	0	8	15	23	38	45	53	60	68	83
Altezza [°]	1.1	0.8	0.8	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	0.8	0.4	0.4
Azimut [°]	90	120	128	135	143	150	158	165	173	180		
Altezza [°]	0.8	0.8	0.4	0.4	0.0	1.5	3.1	1.5	1.1	1.9		

**Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)**





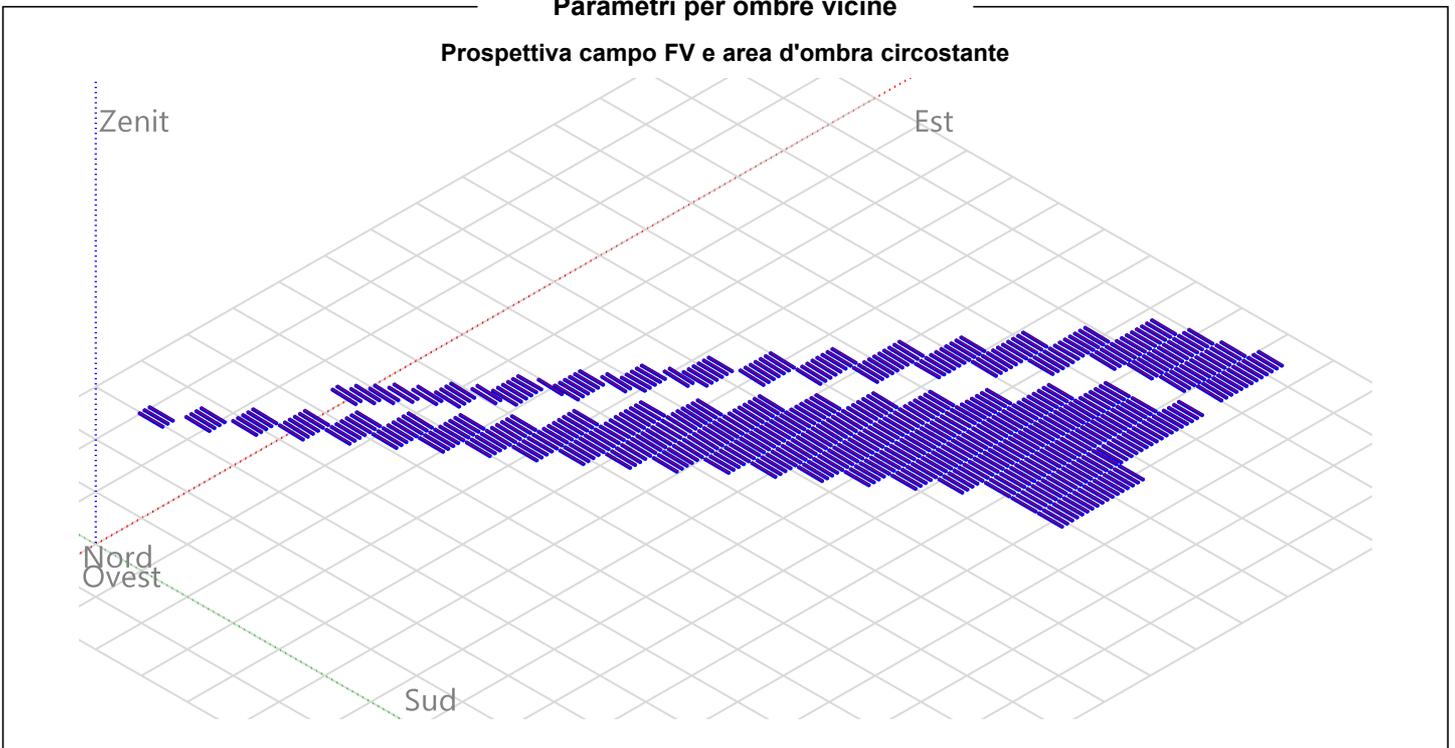
PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

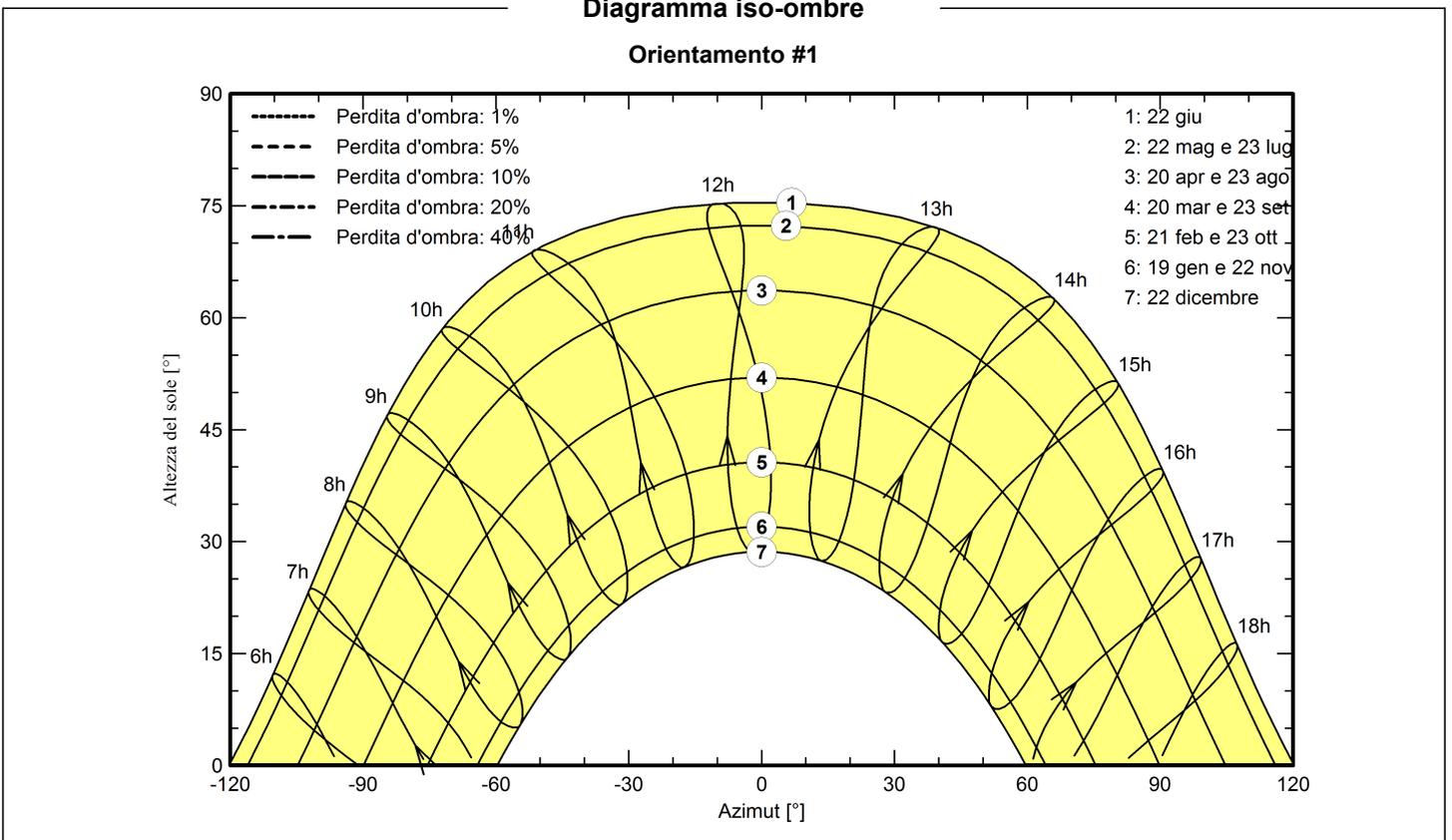
### Parametri per ombre vicine

#### Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante



### Diagramma iso-ombre

#### Orientamento #1





PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

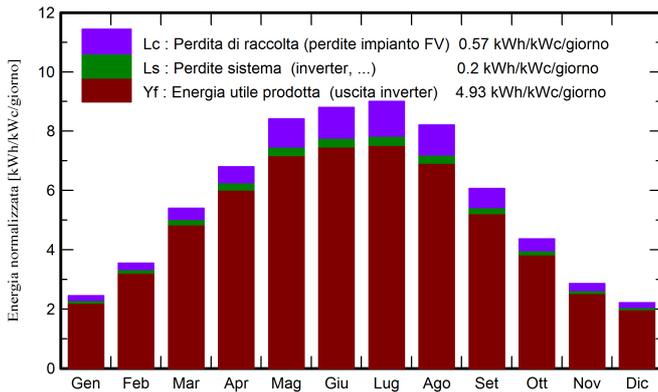
F4 ingegneria Srl (Italy)

### Risultati principali

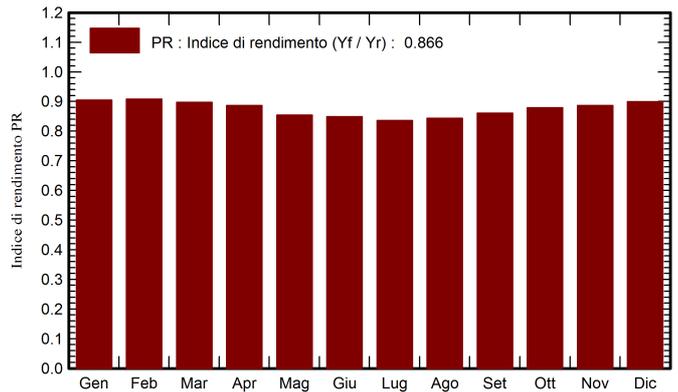
#### Produzione sistema

Energia prodotta	12372 MWh/anno	Prod. Specif.	1798 kWh/kWc/anno
Energia apparente	13820 MVAh	Indice di rendimento PR	86.59 %

#### Produzione normalizzata (per kWp installato)



#### Indice di rendimento PR



### Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	60.1	34.56	11.42	75.9	70.6	490	472	0.904
Febbraio	77.9	37.23	11.25	99.4	93.6	645	621	0.908
Marzo	130.1	55.32	13.36	167.4	158.9	1074	1034	0.897
Aprile	162.6	71.25	15.41	203.8	194.4	1294	1243	0.886
Maggio	205.3	75.19	19.23	260.7	249.3	1595	1532	0.854
Giugno	210.9	82.77	23.06	264.1	252.3	1605	1543	0.849
Luglio	219.5	80.04	26.73	279.1	267.4	1672	1606	0.836
Agosto	197.8	72.32	26.94	254.4	243.4	1537	1477	0.844
Settembre	143.2	62.50	23.64	182.1	172.9	1121	1079	0.861
Ottobre	105.5	48.20	20.34	135.3	128.1	849	818	0.879
Novembre	66.7	33.98	16.36	85.8	79.9	543	523	0.886
Dicembre	54.3	31.22	13.03	68.5	63.6	440	424	0.900
<b>Anno</b>	<b>1634.0</b>	<b>684.57</b>	<b>18.44</b>	<b>2076.5</b>	<b>1974.4</b>	<b>12864</b>	<b>12372</b>	<b>0.866</b>

#### Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

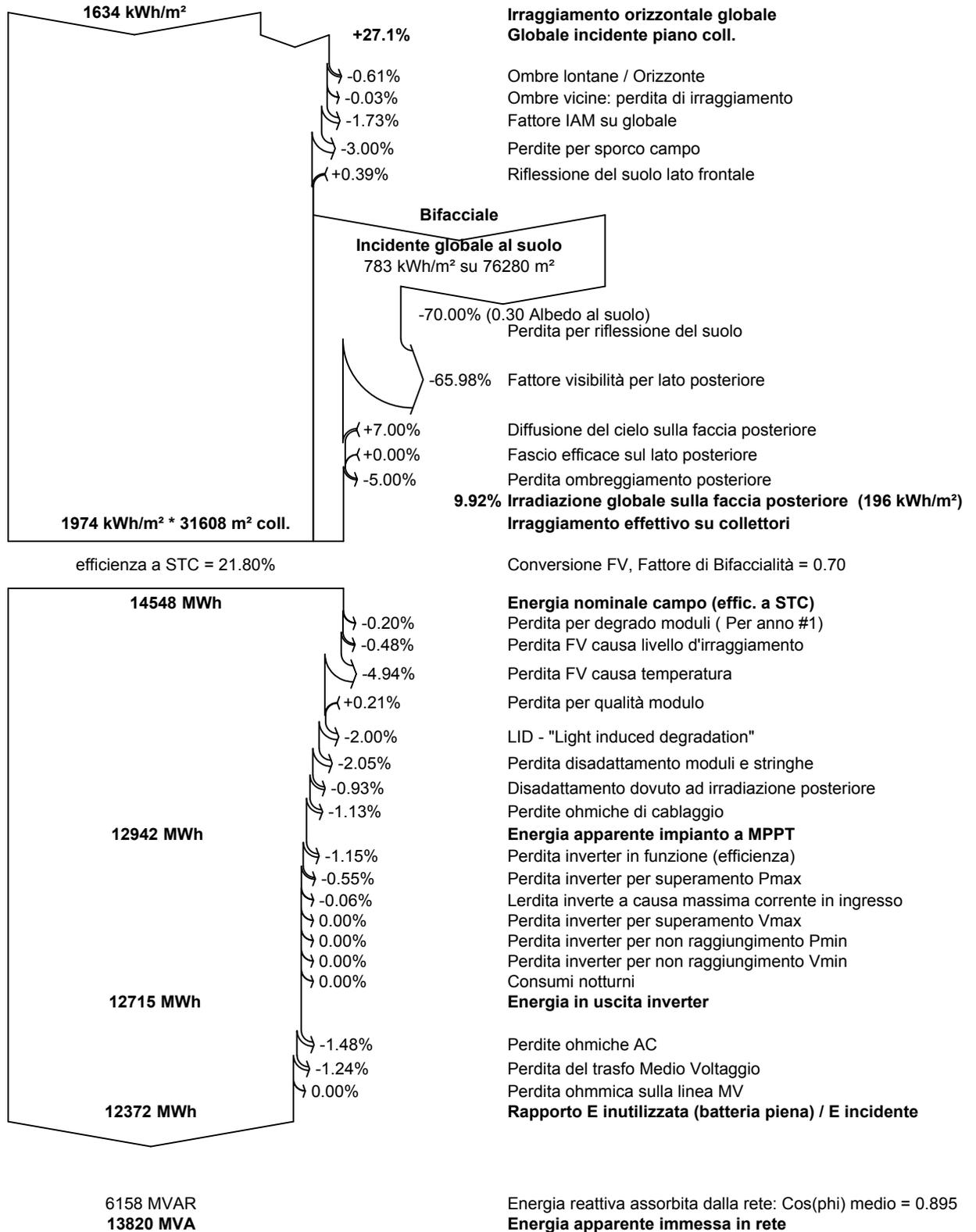


PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Diagramma perdite**





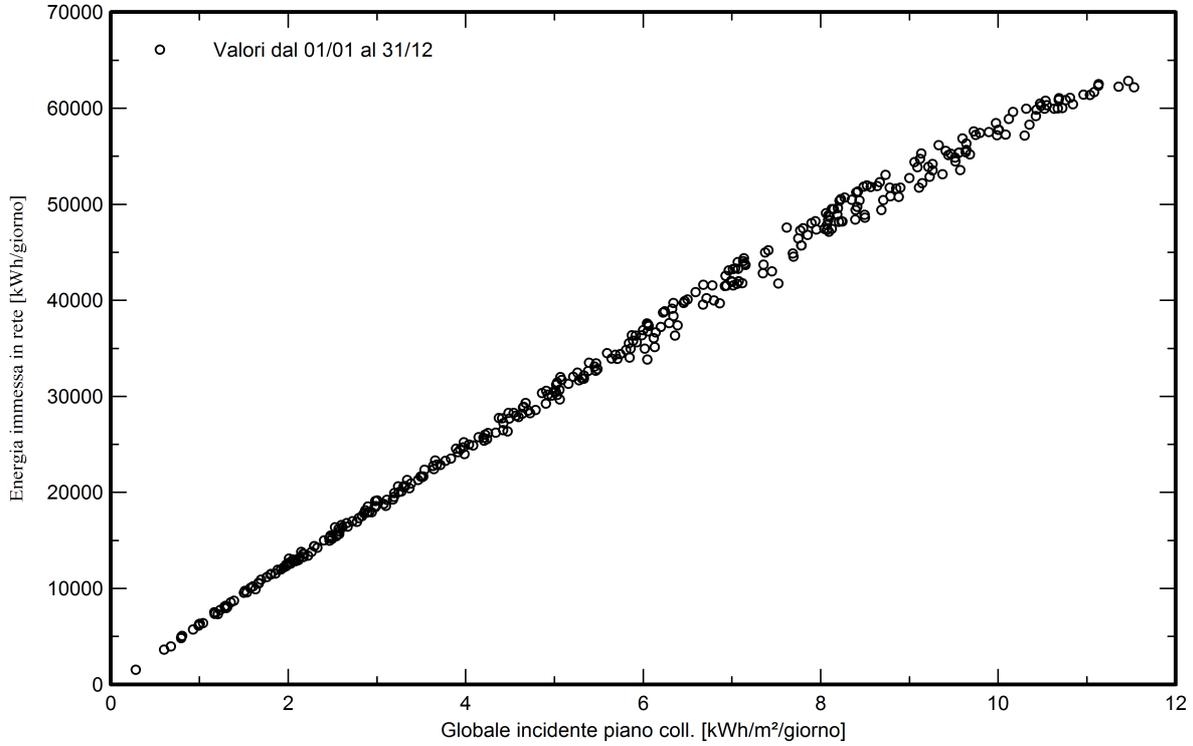
PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

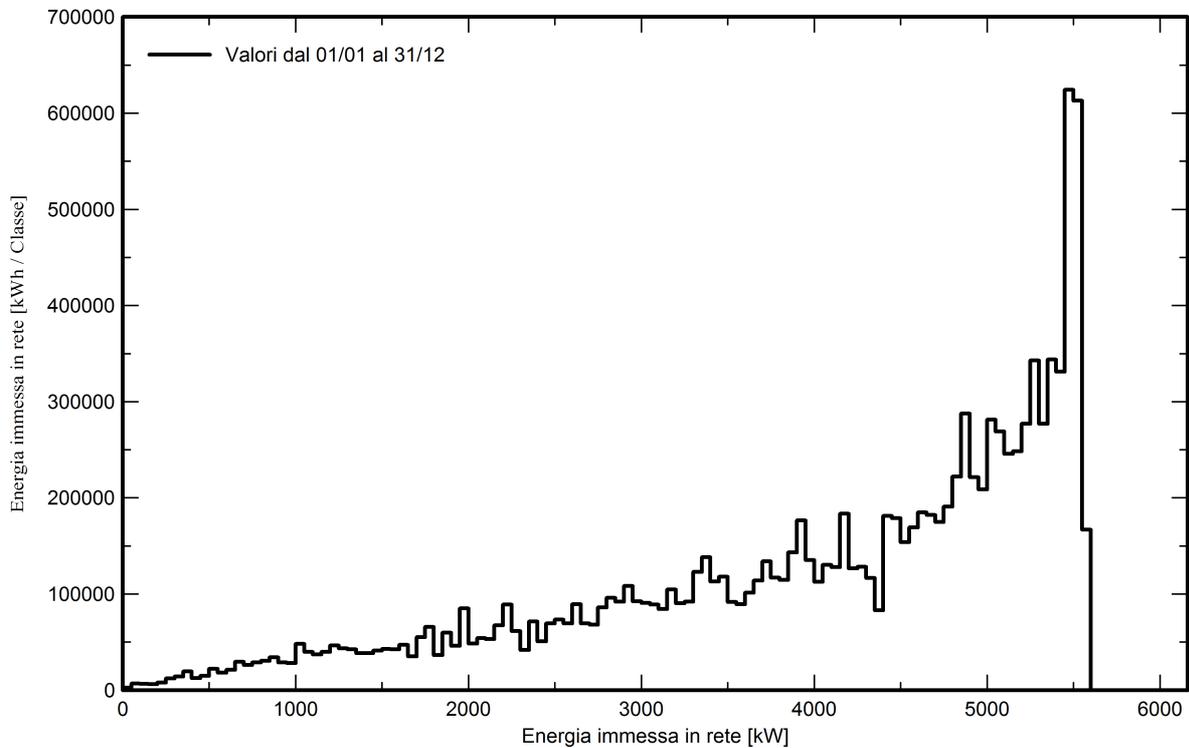
F4 ingegneria Srl (Italy)

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Parametri di decadimento**

Durata totale della simulazione 20 anni

**Degrado medio dei moduli**

Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

**Mismatch dovuto a degrado**

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

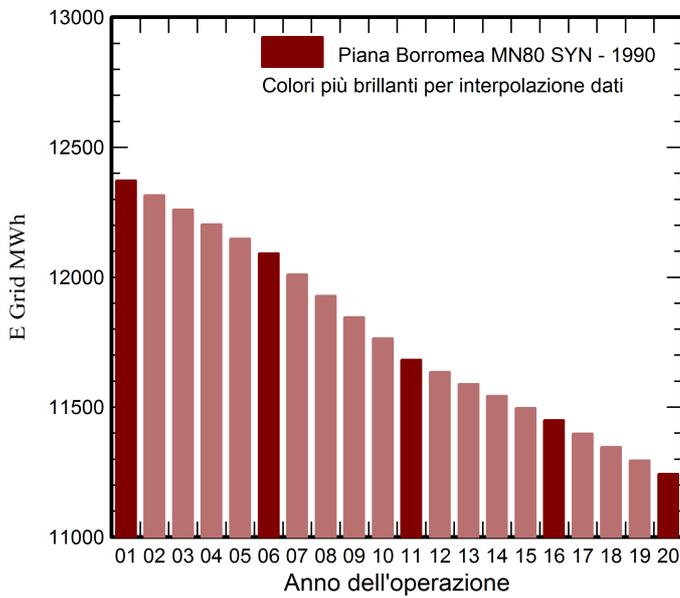
**Dati meteo usati per la simulazione**

**#1 Piana Borromea MN80 SYN**

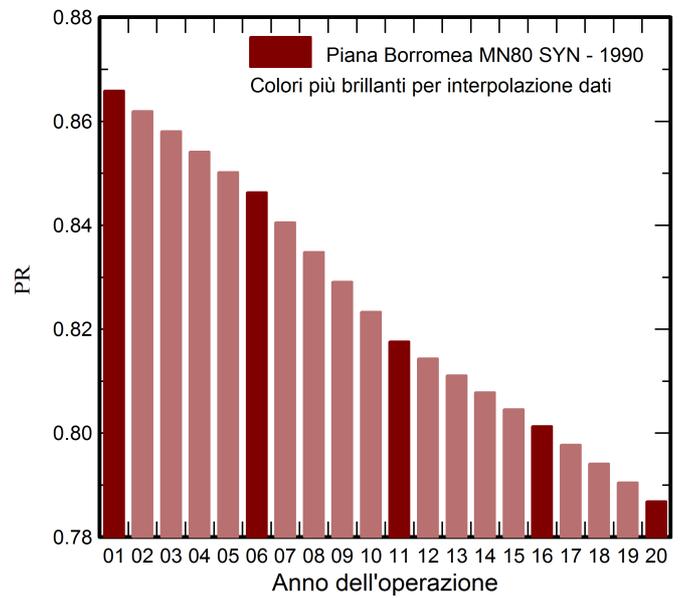
Anni 1990 (anno di riferimento)

Anni simulati 1,6,11,16,20

**Energia immessa in rete**



**Indice di rendimento**





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Piana Borromea MN80 SYN**

Anno	E Grid MWh	PR	Perdite degrad. PR %
1	12372	0.866	0%
2	12316	0.862	-0.5%
3	12260	0.858	-0.9%
4	12204	0.854	-1.4%
5	12148	0.85	-1.8%
6	12092	0.846	-2.3%
7	12010	0.841	-2.9%
8	11928	0.835	-3.6%
9	11846	0.829	-4.2%
10	11764	0.823	-4.9%
11	11682	0.818	-5.6%
12	11636	0.814	-5.9%
13	11589	0.811	-6.3%
14	11543	0.808	-6.7%
15	11496	0.805	-7.1%
16	11450	0.801	-7.5%
17	11398	0.798	-7.9%
18	11346	0.794	-8.3%
19	11295	0.79	-8.7%
20	11243	0.787	-9.1%



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:14  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

### Valutazione P50-P90

#### Dati meteo

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2009), Sat=100%  
Tipo Medie mensili  
Sintetico - Media su più anni  
Differenza da anno in anno (Varianza) 3.6 %

#### Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

#### Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 4.1 %

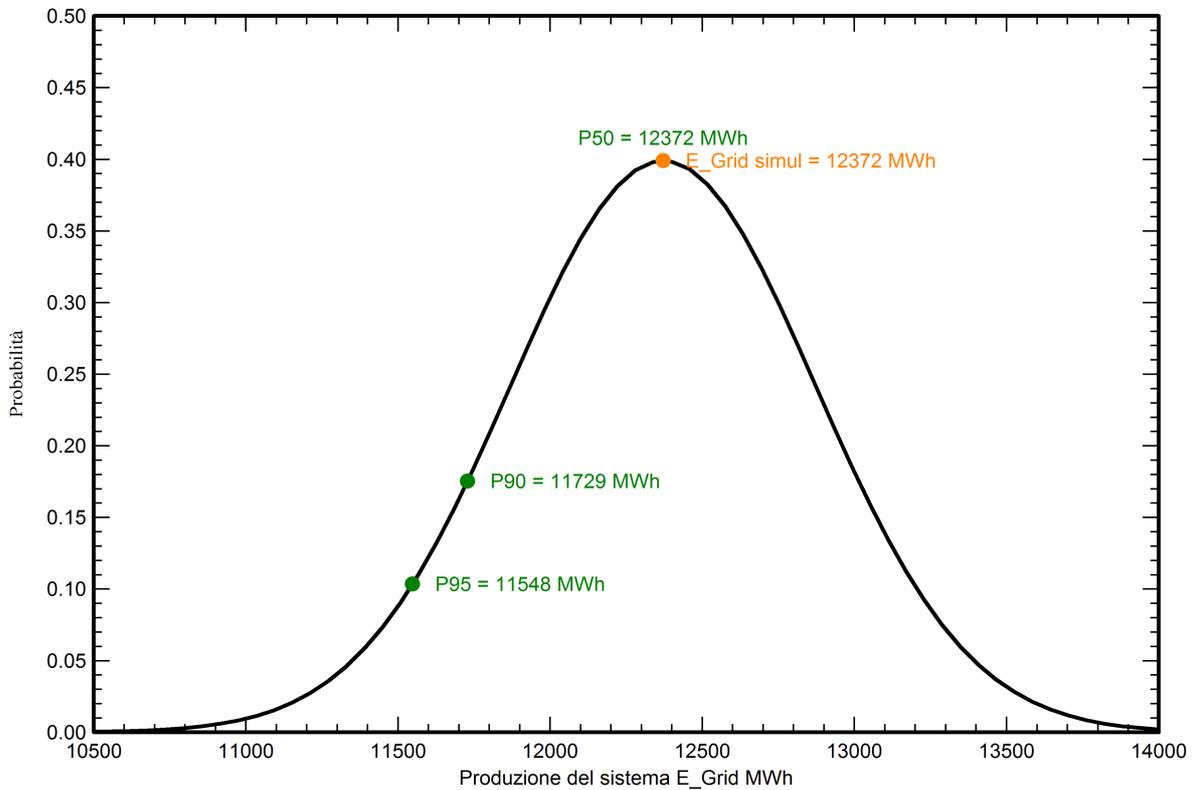
#### Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV	1.0 %
Incertezza nella stima efficienza inverter	0.5 %
Incertezze di disadattamento e sporcizia	1.0 %
Incertezza nella stima del degrado	1.0 %

#### Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità	501 MWh
P50	12372 MWh
P90	11729 MWh
P95	11548 MWh

### Distribuzione di probabilità



# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

Progetto: Piana Borrromea - Campo3

Variante: agrovoltaico pitch 5,5m

Eliostati illimitati con indetreggiamento

Potenza di sistema: 7613 kWc

Site\_at\_37.91759159\_12.64919357 - Italy

**Autore**

F4 ingegneria Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Sommario del progetto**

<b>Luogo geografico</b>		<b>Ubicazione</b>		<b>Parametri progetto</b>	
Site_at_37.91759159_12.64919357		Latitudine	37.92 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitudine	12.65 °E		
		Altitudine	91 m		
		Fuso orario	UTC+1		
<b>Dati meteo</b>					
Piana Borrromea					
Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico					

**Sommario del sistema**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Eliostati illimitati con indetreggiamento</b>			
Simulazione per l'anno no 1					
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>		<b>Ombre vicine</b>	
Orientamento		Ottimizzazione irraggiamento		Senza ombre	
Assi inseguimento orizzontali		Backtracking attivato			
<b>Informazione sistema</b>					
<b>Campo FV</b>					
Numero di moduli	12480 unità	<b>Inverter</b>	Numero di unità	27 unità	
Pnom totale	7613 kWc		Pnom totale	6750 kWac	
			Rapporto Pnom	1.128	
<b>Bisogni dell'utente</b>					
Carico illimitato (rete)					

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta	12984 MWh/anno	Prod. Specif.	1706 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	84.44 %
Energia apparente	14511 MVAh				

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Risultati principali	7
Diagramma perdite	8
Grafici speciali	9
Strumenti decadimento	10
Valutazione P50-P90	12



**PVsyst V7.2.16**

VC0, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Parametri principali**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Eliostati illimitati con indetreggiamento</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>	
<b>Orientamento</b>		Ottimizzazione irraggiamento	
Assi inseguimento orizzontali		Backtracking attivato	
<b>Modelli utilizzati</b>		<b>Campo con backtracking</b>	
Trasposizione	Perez	N. di eliostati	24 unità
Diffuso	Perez, Meteonorm	Eliostati illimitati	
Circumsolare	separare	<b>Dimensioni</b>	
		Distanza eliostati	5.50 m
		Larghezza collettori	3.00 m
		Fattore occupazione (GCR)	54.5 %
		Banda inattiva sinistra	0.02 m
		Banda inattiva destra	0.02 m
		Phi min / max	-/+ 45.0 °
		<b>Strategia Backtracking</b>	
		Limiti phi	+/- 56.3 °
		Distanza tavole backtracking	5.50 m
		Larghezza backtracking	3.00 m
<b>Orizzonte</b>		<b>Ombre vicine</b>	
Altezza media	1.6 °	Senza ombre	
<b>Sistema a moduli bifacciali</b>		<b>Bisogni dell'utente</b>	
Modello	Calcolo 2D eliostati illimitati	Carico illimitato (rete)	
<b>Geometria del modello bifacciale</b>		<b>Definizioni per il modello bifacciale</b>	
Distanza eliostati	5.50 m	Albedo dal suolo	0.30
ampiezza eliostati	3.04 m	Fattore di Bifaccialità	70 %
GCR	55.3 %	Ombreg. posteriore	5.0 %
Altezza dell'asse dal suolo	2.10 m	Perd. Mismatch post.	10.0 %
		Frazione trasparente della tettoia	0.0 %
<b>Punto di immissione in rete</b>			
<b>Fattore di potenza</b>			
Cos(phi) (ritardo)	0.900		

**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	JA Solar	Costruttore	Sungrow
Modello	JAM78-D30-610-GB	Modello	SG250-GX
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	610 Wp	Potenza nom. unit.	250 kWac
Numero di moduli FV	12480 unità	Numero di inverter	27 unità
Nominale (STC)	7613 kWc	Potenza totale	6750 kWac
<b>Campo #1 - Sotocampo 3a</b>			
Numero di moduli FV	5448 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	3323 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	227 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		<b>Voltaggio di funzionamento</b>	
Pmpp	3035 kWc	860-1300 V	
U mpp	987 V	<b>Rapporto Pnom (DC:AC)</b>	
I mpp	3076 A	1.11	



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Caratteristiche campo FV**

<b>Campo #2 - Sottocampo 3b</b>			
Numero di moduli FV	7032 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	4290 kWc	Potenza totale	3750 kWac
Moduli	293 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3918 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
U mpp	987 V		
I mpp	3971 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	7613 kWp	Potenza totale	6750 kWac
Totale	12480 moduli	Numero di inverter	27 unità
Superficie modulo	34970 m <sup>2</sup>	Rapporto Pnom	1.13

**Perdite campo**

<b>Perdite per sporco campo</b>	<b>Fatt. di perdita termica</b>	<b>LID - Light Induced Degradation</b>						
Fraz. perdite 3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento	Fraz. perdite 2.0 %						
	Uc (cost) 29.0 W/m <sup>2</sup> K							
	Uv (vento) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s							
<b>Perdita di qualità moduli</b>	<b>Perdite per mismatch del modulo</b>	<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>						
Fraz. perdite -0.2 %	Fraz. perdite 2.0 % a MPP	Fraz. perdite 0.1 %						
<b>Degrado medio dei moduli</b>								
Anno n° 1								
Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno								
<b>Mismatch dovuto a degrado</b>								
Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno								
Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno								
<b>Fattore di perdita IAM</b>								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel levigato, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000
<b>Correzione spettrale</b>								
Primo modello solare								
Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa								
coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale di cablaggio	2.3 mΩ		
Fraz. perdite	1.5 % a STC		
<b>Campo #1 - Sotocampo 3a</b>		<b>Campo #2 - Sottocampo 3b</b>	
Res. globale campo	5.3 mΩ	Res. globale campo	4.1 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC

**PVsyst V7.2.16**VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Perdite sistema****Perdite ausiliarie**

Ventilatori costanti	5.00 kW
0.0 kW dalla soglia di potenza	
Proporzionali alla potenza	1.0 W/kW
0.0 kW dalla soglia di potenza	
Cons. aus. notturno	10.00 kW

**Perdite cablaggio AC****Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter	800 Vac tri
Fraz. perdite	2.05 % a STC

**Inverter: SG250-GX**

Sezione cavi (27 Inv.)	Rame 27 x 3 x 95 mm <sup>2</sup>
Lunghezza media dei cavi	193 m

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete	30 kV
---------------	-------

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC	7529 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24)	7.53 kW
Fraz. perdite	0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 0.85 mΩ
Fraz. perdite	1.00 % a STC



F4 ingegneria Srl (Italy)

PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

**Definizione orizzonte**

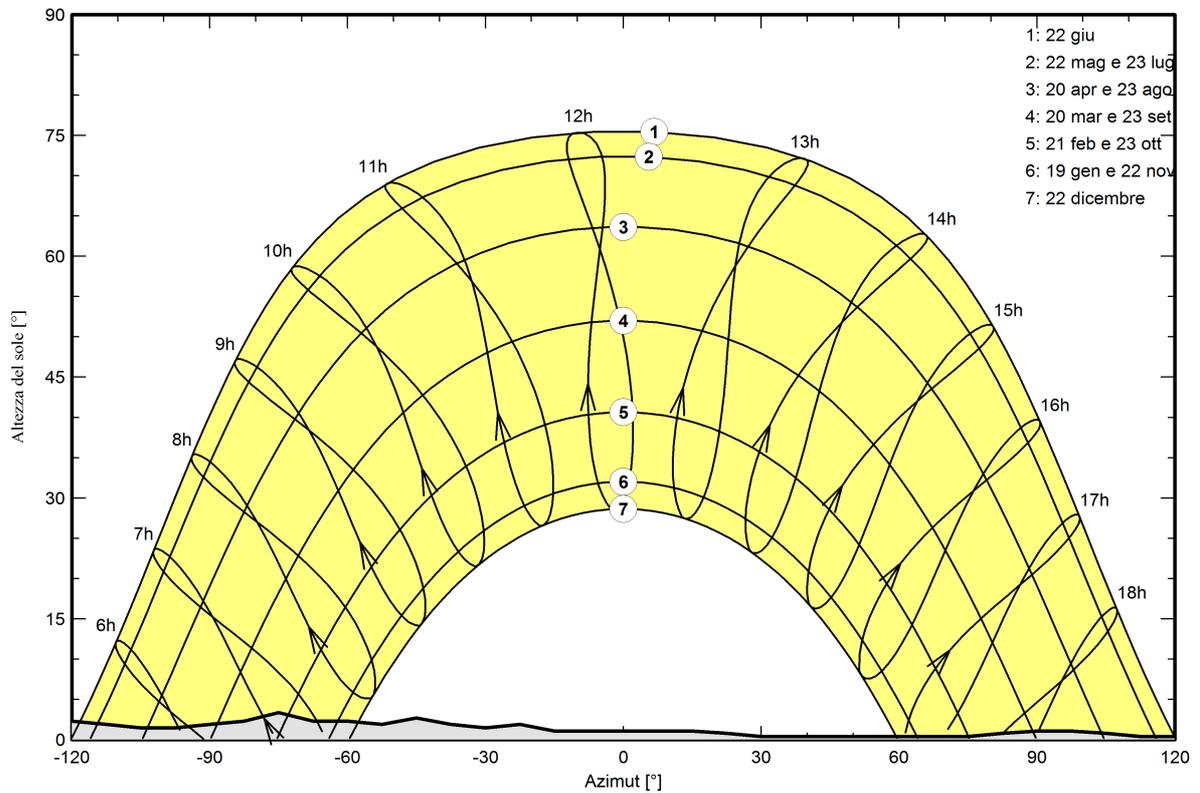
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°55'3", Long=12°38'57", Alt=91m

Altezza media	1.6 °	Fattore su albedo	0.96
Fattore su diffuso	1.00	Frazione albedo	100 %

**Profilo dell'orizzonte**

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90	-83
Altezza [°]	1.9	2.7	2.7	2.3	2.3	2.7	1.9	1.9	2.3	1.9	1.5	1.5	1.9	2.3
Azimut [°]	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	15	23	30	75	83
Altezza [°]	3.4	2.3	2.3	1.9	2.7	1.9	1.5	1.9	1.1	1.1	0.8	0.4	0.4	0.8
Azimut [°]	90	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180	
Altezza [°]	1.1	1.1	0.8	0.4	0.4	0.8	1.5	2.3	2.7	2.7	1.5	1.9	1.9	

**Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)**





PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

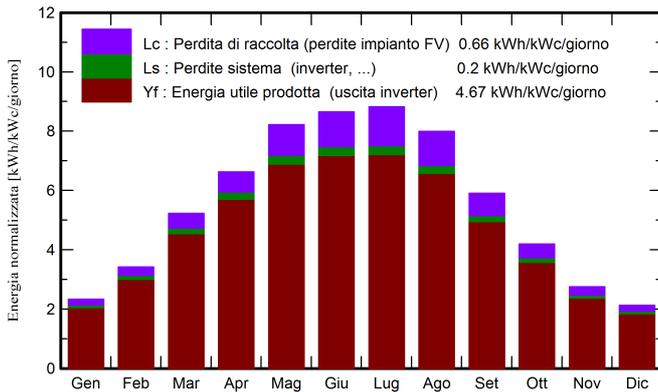
F4 ingegneria Srl (Italy)

**Risultati principali**

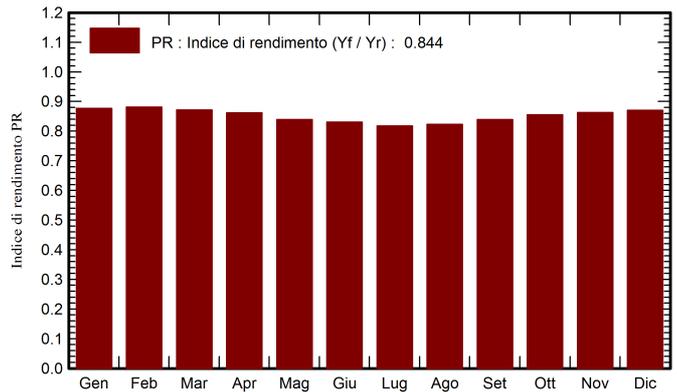
**Produzione sistema**

Energia prodotta	12984 MWh/anno	Prod. Specif.	1706 kWh/kWc/anno
Energia apparente	14511 MVAh	Indice di rendimento PR	84.44 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	60.1	34.56	11.42	72.4	66.0	508	484	0.877
Febbraio	77.9	37.23	11.25	95.7	88.5	671	642	0.881
Marzo	130.1	55.32	13.36	161.9	151.2	1120	1074	0.872
Aprile	162.6	71.25	15.41	198.8	186.8	1360	1304	0.862
Maggio	205.3	75.19	19.23	254.7	240.2	1697	1628	0.840
Giugno	210.9	82.77	23.06	259.6	244.4	1710	1642	0.831
Luglio	219.5	80.04	26.73	273.4	257.9	1774	1703	0.818
Agosto	197.8	72.32	26.94	247.9	233.7	1618	1553	0.823
Settembre	143.2	62.50	23.64	177.2	165.7	1180	1132	0.839
Ottobre	105.5	48.20	20.34	129.9	120.7	883	846	0.855
Novembre	66.7	33.98	16.36	82.4	75.3	567	541	0.863
Dicembre	54.3	31.22	13.03	65.8	59.6	459	436	0.870
Anno	1634.0	684.57	18.44	2019.8	1890.0	13548	12984	0.844

**Legenda**

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

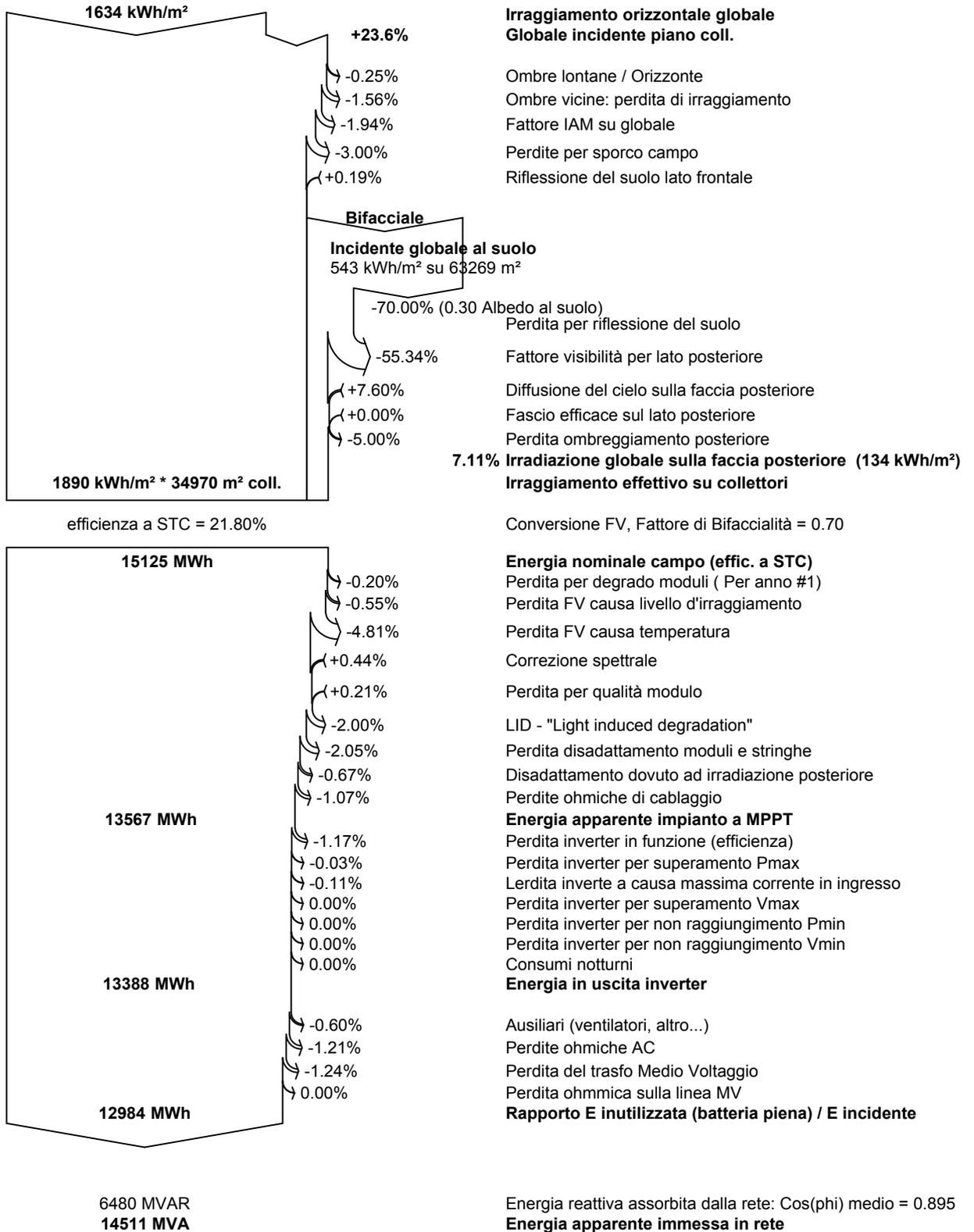


PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Diagramma perdite**





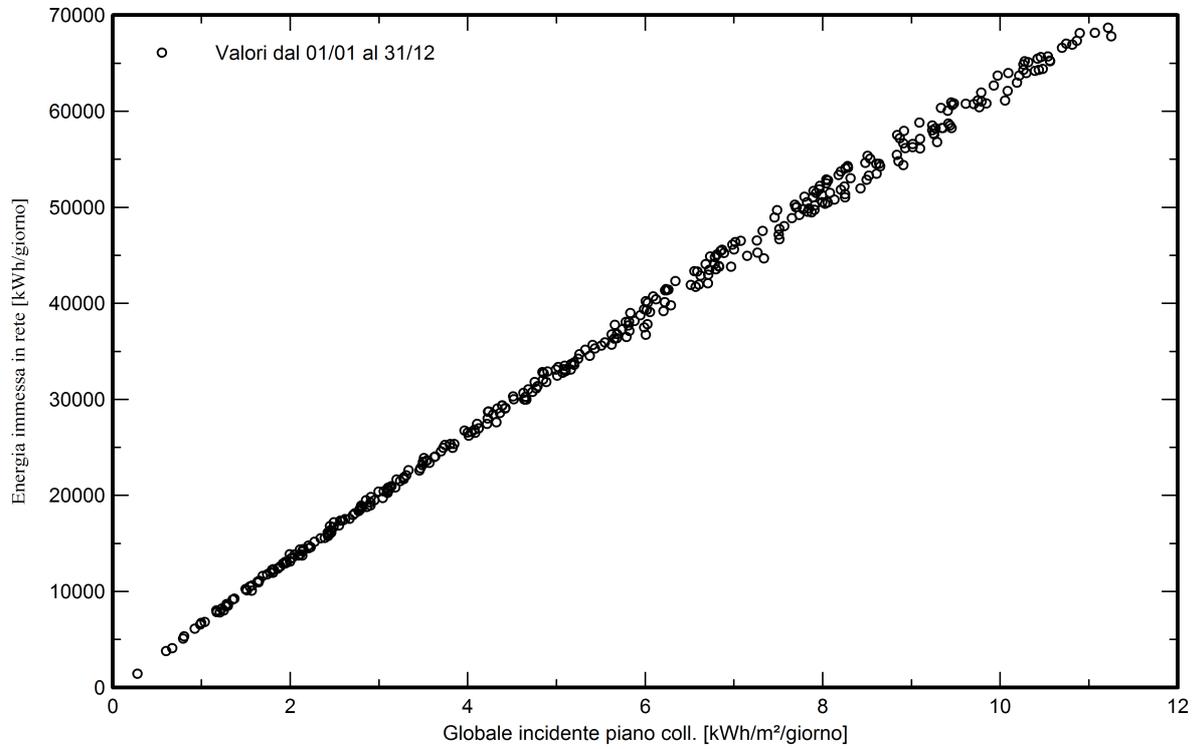
PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

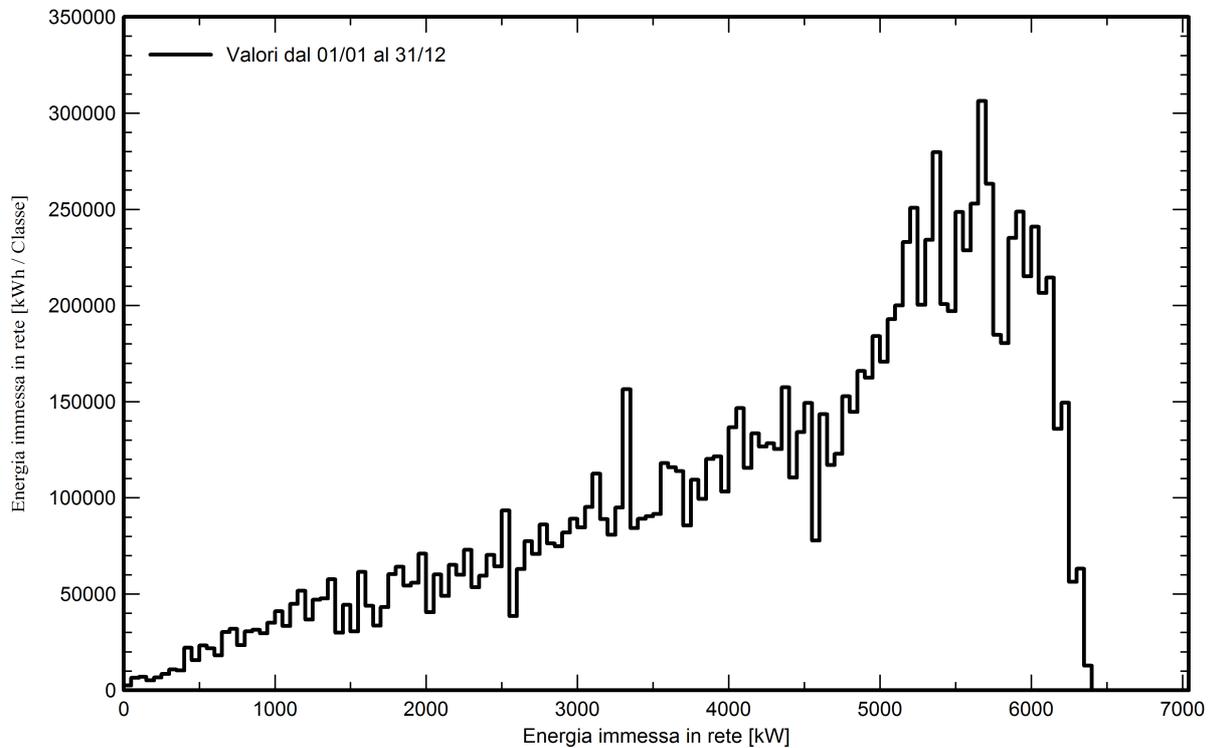
F4 ingegneria Srl (Italy)

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Parametri di decadimento**

Durata totale della simulazione 20 anni

**Degrado medio dei moduli**

Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

**Mismatch dovuto a degrado**

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

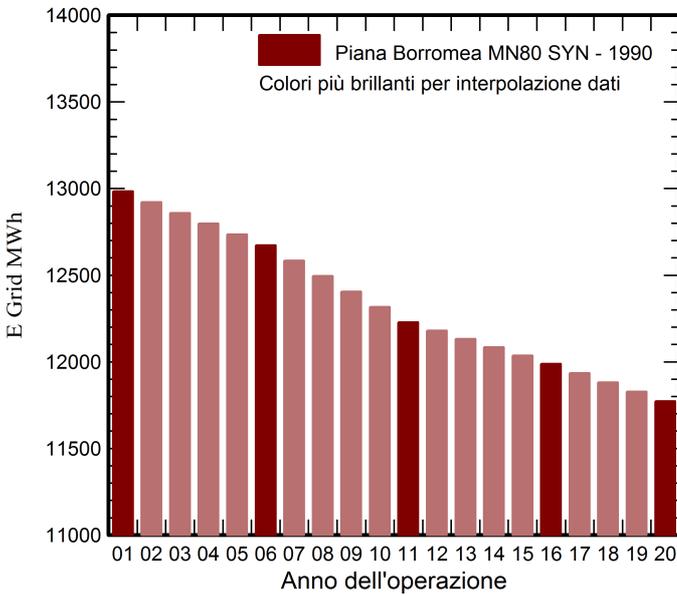
**Dati meteo usati per la simulazione**

**#1 Piana Borromea MN80 SYN**

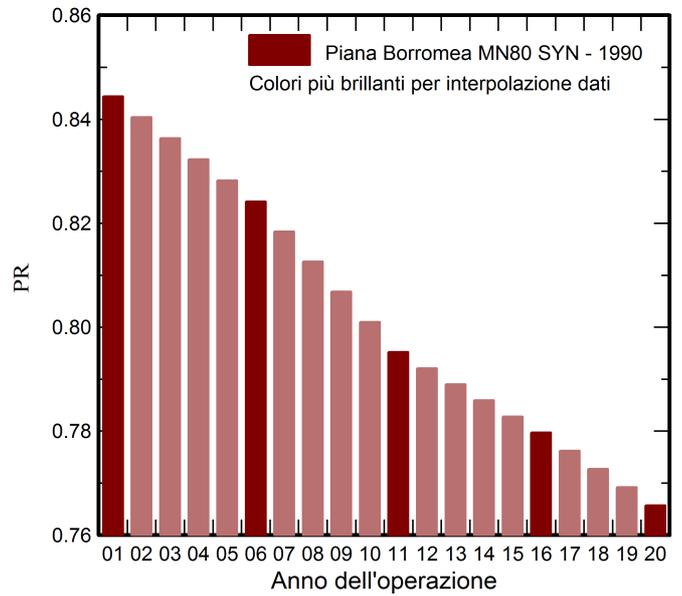
Anni 1990 (anno di riferimento)

Anni simulati 1,6,11,16,20

**Energia immessa in rete**



**Indice di rendimento**





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su

14/07/22 11:08

con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Piana Borromea MN80 SYN**

Anno	E Grid MWh	PR	Perdite degrad. PR %
1	12984	0.844	0%
2	12922	0.84	-0.5%
3	12859	0.836	-1%
4	12797	0.832	-1.4%
5	12735	0.828	-1.9%
6	12673	0.824	-2.4%
7	12584	0.818	-3.1%
8	12495	0.813	-3.8%
9	12405	0.807	-4.5%
10	12316	0.801	-5.1%
11	12227	0.795	-5.8%
12	12179	0.792	-6.2%
13	12132	0.789	-6.6%
14	12084	0.786	-6.9%
15	12036	0.783	-7.3%
16	11989	0.78	-7.7%
17	11935	0.776	-8.1%
18	11881	0.773	-8.5%
19	11827	0.769	-8.9%
20	11773	0.766	-9.3%



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 11:08  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Valutazione P50-P90**

**Dati meteo**

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2009), Sat=100%  
Tipo Medie mensili  
Sintetico - Media su più anni  
Differenza da anno in anno (Varianza) 3.6 %

**Deviazione Standard**

Cambiamento Climatico 0.0 %

**Variabilità globale**

Variabilità (Somma quadratica media) 4.1 %

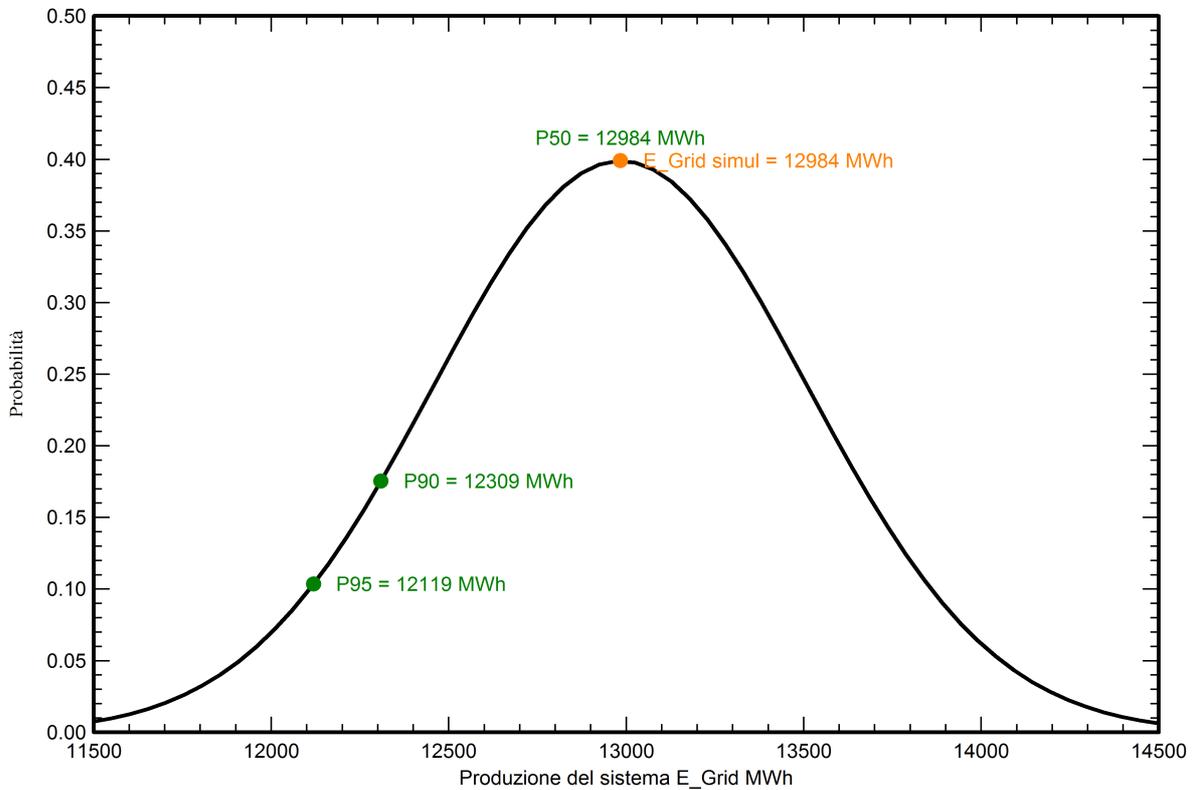
**Incertezze dei parametri e simulazione**

settaggio parametri modulo FV 1.0 %  
Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %  
Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %  
Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

**Valore di probabilità associato alla produzione**

Variabilità 526 MWh  
P50 12984 MWh  
P90 12309 MWh  
P95 12119 MWh

**Distribuzione di probabilità**



# PVsyst - Rapporto di simulazione

## Sistema connesso in rete

Progetto: Piana Borrromea Campo 4

Variante: Agrovoltaico pitch 5,5m

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 23.15 MWc

Piana Borrromea - Campo 4 - Italy

**Autore**

F4 ingegneria Srl (Italy)



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Sommario del progetto**

<b>Luogo geografico</b>		<b>Ubicazione</b>		<b>Parametri progetto</b>	
Piana Borromea - Campo 4		Latitudine	37.92 °N	Albedo	0.20
Italia		Longitudine	12.64 °E		
		Altitudine	79 m		
		Fuso orario	UTC+1		
<b>Dati meteo</b>					
Piana Borromea					
Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100% - Sintetico					

**Sommario del sistema**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)</b>			
Simulazione per l'anno no 1					
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Algoritmo dell'inseguimento</b>		<b>Ombre vicine</b>	
<b>Orientamento</b>		Ottimizzazione irraggiamento		Ombre lineari	
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		Backtracking attivato			
Asse dell'azimut 0 °					
<b>Informazione sistema</b>					
<b>Campo FV</b>					
Numero di moduli	37944 unità	<b>Inverter</b>	Numero di unità	79 unità	
Pnom totale	23.15 MWc		Pnom totale	19.75 MWac	
			Rapporto Pnom	1.172	
<b>Bisogni dell'utente</b>					
Carico illimitato (rete)					

**Sommario dei risultati**

Energia prodotta	41525 MWh/anno	Prod. Specif.	1794 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	86.29 %
Energia apparente	46308 MVAh				

**Indice dei contenuti**

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici speciali	10
Strumenti decadimento	11
Valutazione P50-P90	13

**PVsyst V7.2.16**VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Parametri principali****Sistema connesso in rete****Orientamento campo FV****Orientamento**

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S

Asse dell'azimut 0 °

**Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)****Algoritmo dell'inseguimento**

Ottimizzazione irraggiamento

Backtracking attivato

**Campo con backtracking**

N. di eliostati 1600 unità

**Dimensioni**

Distanza eliostati 5.50 m

Larghezza collettori 2.47 m

Fattore occupazione (GCR) 44.9 %

Phi min / max +/- 45.0 °

**Strategia Backtracking**

Limiti phi +/- 79.9 °

Distanza tavole backtracking 5.50 m

Larghezza backtracking 2.47 m

**Modelli utilizzati**

Trasposizione Perez

Diffuso Perez, Meteonorm

Circumsolare separare

**Orizzonte**

Altezza media 1.6 °

**Ombre vicine**

Ombre lineari

**Bisogni dell'utente**

Carico illimitato (rete)

**Sistema a moduli bifacciali**Modello Calcolo 2D  
eliostati illimitati**Geometria del modello bifacciale**

Distanza eliostati 5.50 m

ampiezza eliostati 2.47 m

GCR 44.9 %

Altezza dell'asse dal suolo 2.10 m

**Definizioni per il modello bifacciale**

Albedo dal suolo 0.30

Fattore di Bifaccialità 70 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

**Punto di immissione in rete****Fattore di potenza**

Cos(phi) (ritardo) 0.900

**Caratteristiche campo FV****Modulo FV**

Costruttore JA Solar

Modello JAM78-D30-610-GB

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 610 Wp

Numero di moduli FV 37944 unità

Nominale (STC) 23.15 MWc

**Inverter**

Costruttore Sungrow

Modello SG250-GX

(definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 250 kWac

Numero di inverter 79 unità

Potenza totale 19750 kWac

**Campo #1 - Sottocampo 4a**

Numero di moduli FV 9768 unità

Nominale (STC) 5958 kWc

Moduli 407 Stringhe x 24 In serie

Numero di inverter 20 unità

Potenza totale 5000 kWac

**In cond. di funz. (50°C)**

Pmpp 5442 kWc

U mpp 987 V

I mpp 5516 A

Voltaggio di funzionamento 860-1300 V

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.19



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Caratteristiche campo FV**

<b>Caratteristiche campo FV</b>			
<b>Campo #2 - Sottocampo 4b</b>			
Numero di moduli FV	7224 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	4407 kWc	Potenza totale	3750 kWac
Moduli	301 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	4025 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	987 V		
I mpp	4079 A		
<b>Campo #3 - Sottocampo 4c</b>			
Numero di moduli FV	7200 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	4392 kWc	Potenza totale	3750 kWac
Moduli	300 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	4011 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	987 V		
I mpp	4066 A		
<b>Campo #4 - Sottocampo 4d</b>			
Numero di moduli FV	6528 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	3982 kWc	Potenza totale	3500 kWac
Moduli	272 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	3637 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
U mpp	987 V		
I mpp	3686 A		
<b>Campo #5 - Sottocampo 4e</b>			
Numero di moduli FV	7224 unità	Numero di inverter	15 unità
Nominale (STC)	4407 kWc	Potenza totale	3750 kWac
Moduli	301 Stringhe x 24 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>		Voltaggio di funzionamento	860-1300 V
Pmpp	4025 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	987 V		
I mpp	4079 A		
<b>Potenza PV totale</b>		<b>Potenza totale inverter</b>	
Nominale (STC)	23146 kWp	Potenza totale	19750 kWac
Totale	37944 moduli	Numero di inverter	79 unità
Superficie modulo	106323 m²	Rapporto Pnom	1.17

**Perdite campo**

<b>Perdite per sporco campo</b>		<b>Fatt. di perdita termica</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>	
Fraz. perdite	3.0 %	Temperatura modulo secondo irraggiamento		Fraz. perdite	2.0 %
		Uc (cost)	29.0 W/m²K		
		Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s		
<b>Perdita di qualità moduli</b>		<b>Perdite per mismatch del modulo</b>		<b>Perdita disadattamento Stringhe</b>	
Fraz. perdite	-0.2 %	Fraz. perdite	2.0 % a MPP	Fraz. perdite	0.1 %
<b>Degrado medio dei moduli</b>					
Anno n°	1				
Fattore di perdita annuale	0.45 %/anno				
<b>Mismatch dovuto a degrado</b>					
Dispersione Imp RMS	0.4 %/anno				
Dispersione Vmp RMS	0.4 %/anno				



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Perdite campo**

**Fattore di perdita IAM**

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Vetro Fresnel levigato, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale di cablaggio 0.76 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #1 - Sottocampo 4a**

Res. globale campo 3.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #3 - Sottocampo 4c**

Res. globale campo 4.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #5 - Sottocampo 4e**

Res. globale campo 4.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #2 - Sottocampo 4b**

Res. globale campo 4.0 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Campo #4 - Sottocampo 4d**

Res. globale campo 4.4 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Perdite cablaggio AC**

**Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter 800 Vac tri  
Fraz. perdite 1.25 % a STC

**Inverter: SG250-GX**

Sezione cavi (49 Inv.) All 49 x 3 x 300 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 222 m

**Inverter: SG250-GX**

Sezione cavi (30 Inv.) All 30 x 3 x 400 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 265 m

**Perdite AC nei trasformatori**

**Trafo MV**

Tensione rete 20 kV

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC 5893 kVA  
Perdita ferro (Connessione 24/24) 1.20 kW/Inv.  
Fraz. perdite 0.10 % a STC  
Resistenza equivalente induttori 3 x 5.43 mΩ/inv.  
Fraz. perdite 1.00 % a STC



PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Definizione orizzonte**

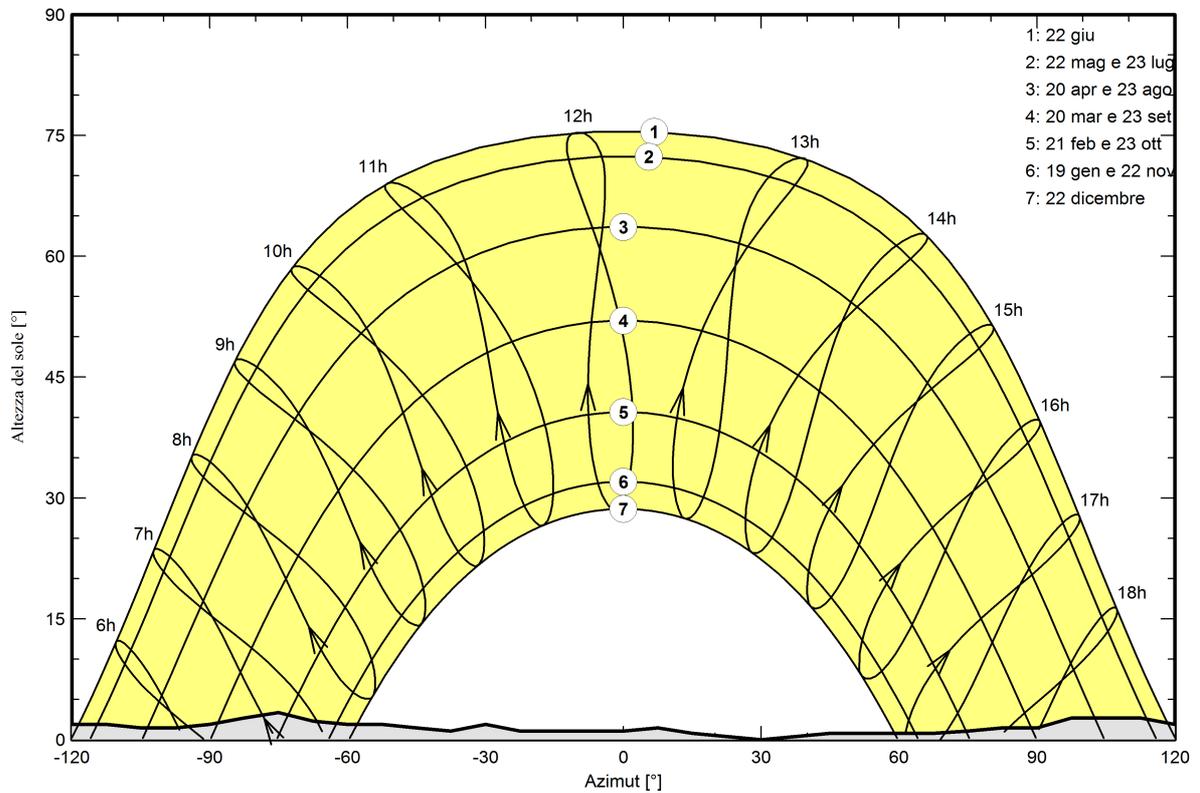
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°54"58', Long=12°38"21', Alt=79m

Altezza media	1.6 °	Fattore su albedo	0.93
Fattore su diffuso	0.98	Frazione albedo	100 %

**Profilo dell'orizzonte**

Azimut [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-113	-105	-98	-90	-83	-75
Altezza [°]	1.9	1.9	2.7	2.3	1.9	2.7	1.9	1.9	1.5	1.5	1.9	2.7	3.4
Azimut [°]	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	0	8	15	23	30	38
Altezza [°]	2.3	1.9	1.9	1.5	1.1	1.9	1.1	1.1	1.5	0.8	0.4	0.0	0.4
Azimut [°]	45	68	75	83	90	98	113	120	128	135	143	180	
Altezza [°]	0.8	0.8	1.1	1.5	1.5	2.7	2.7	1.9	1.1	0.8	1.9	1.9	

**Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)**





Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

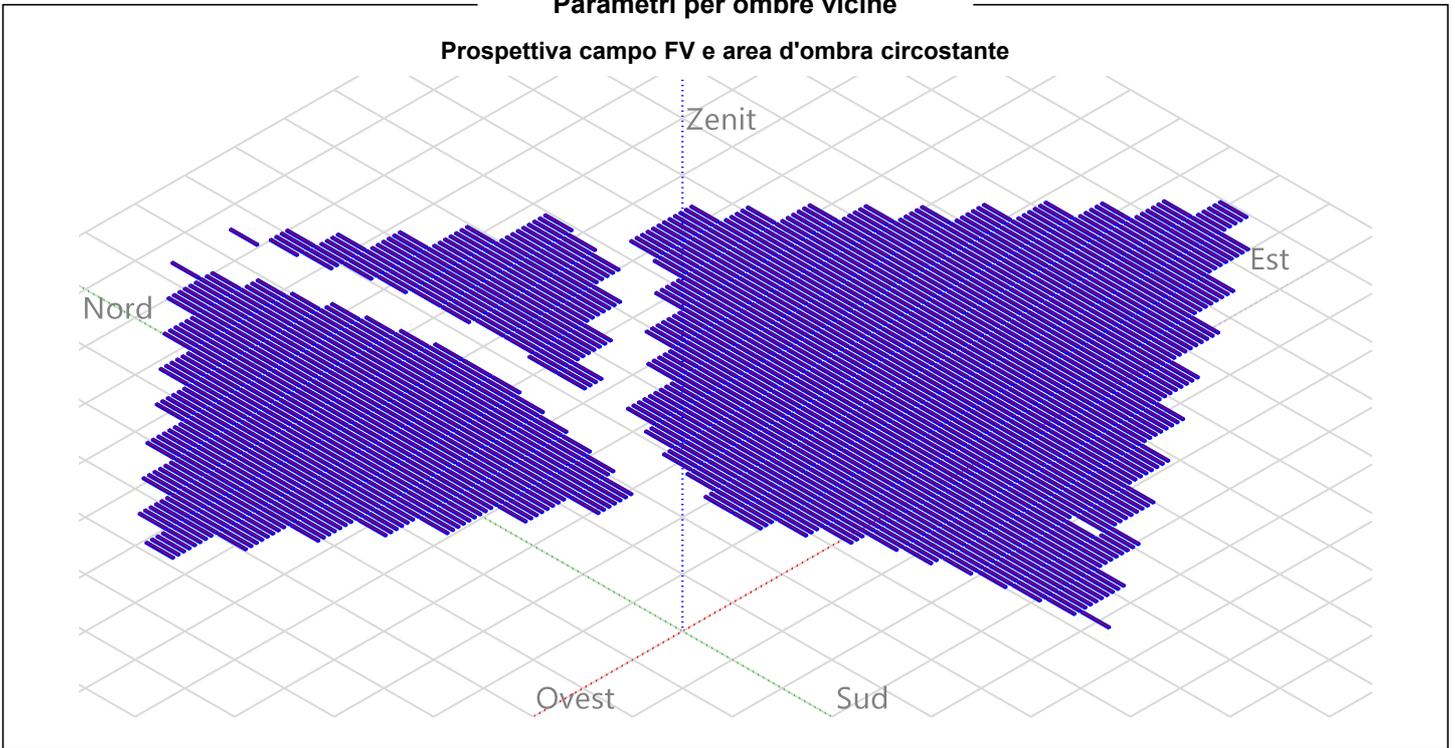
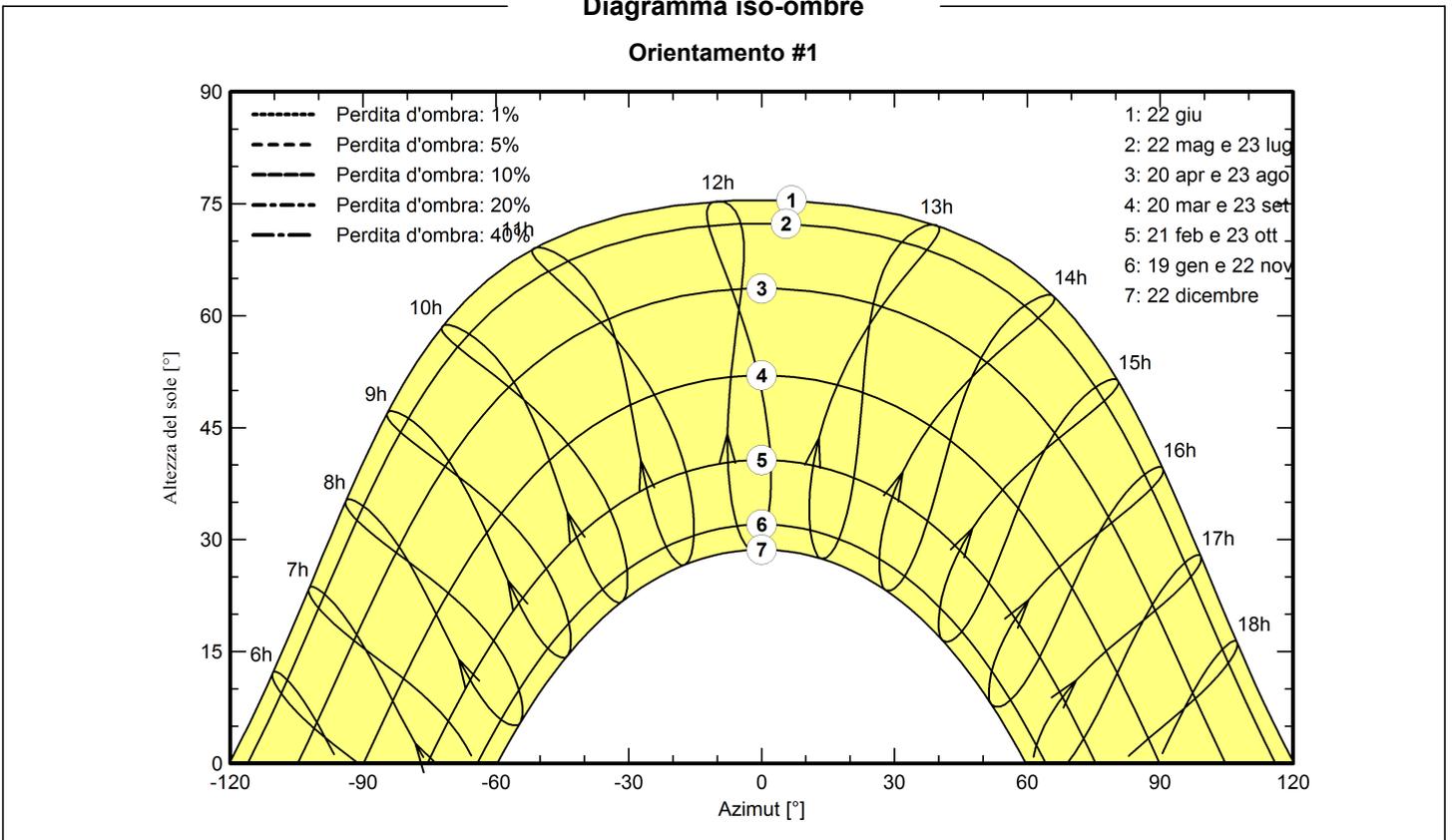


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

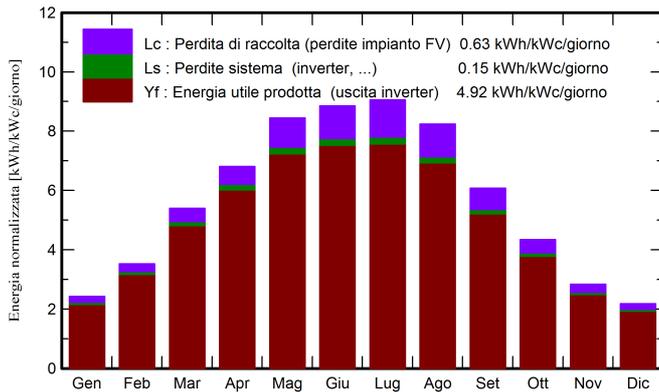
F4 ingegneria Srl (Italy)

### Risultati principali

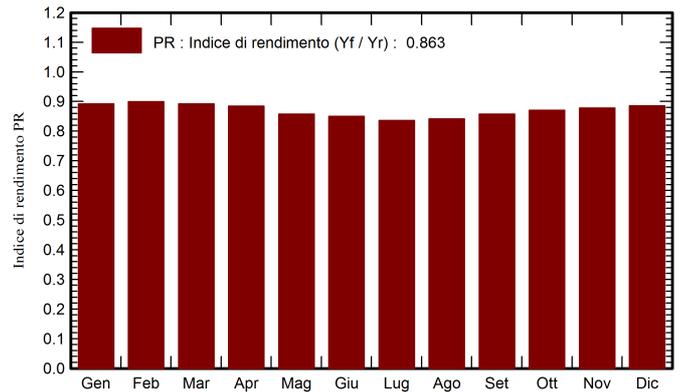
#### Produzione sistema

Energia prodotta	41525 MWh/anno	Prod. Specif.	1794 kWh/kWc/anno
Energia apparente	46308 MVAh	Indice di rendimento PR	86.29 %

#### Produzione normalizzata (per kWp installato)



#### Indice di rendimento PR



### Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
Gennaio	60.1	34.56	11.42	75.2	69.0	1604	1552	0.892
Febbraio	77.9	37.23	11.25	98.6	91.8	2119	2054	0.900
Marzo	130.1	55.32	13.36	167.2	157.0	3560	3455	0.892
Aprile	162.6	71.25	15.41	204.4	192.9	4316	4186	0.885
Maggio	205.3	75.19	19.23	261.8	247.8	5355	5193	0.857
Giugno	210.9	82.77	23.06	265.7	251.3	5389	5229	0.850
Luglio	219.5	80.04	26.73	280.8	266.1	5601	5434	0.836
Agosto	197.8	72.32	26.94	255.5	241.9	5128	4975	0.841
Settembre	143.2	62.50	23.64	182.3	171.4	3727	3618	0.857
Ottobre	105.5	48.20	20.34	134.7	125.8	2796	2713	0.870
Novembre	66.7	33.98	16.36	85.1	78.4	1785	1729	0.878
Dicembre	54.3	31.22	13.03	67.7	61.8	1436	1387	0.886
<b>Anno</b>	<b>1634.0</b>	<b>684.57</b>	<b>18.44</b>	<b>2079.1</b>	<b>1955.3</b>	<b>42817</b>	<b>41525</b>	<b>0.863</b>

#### Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

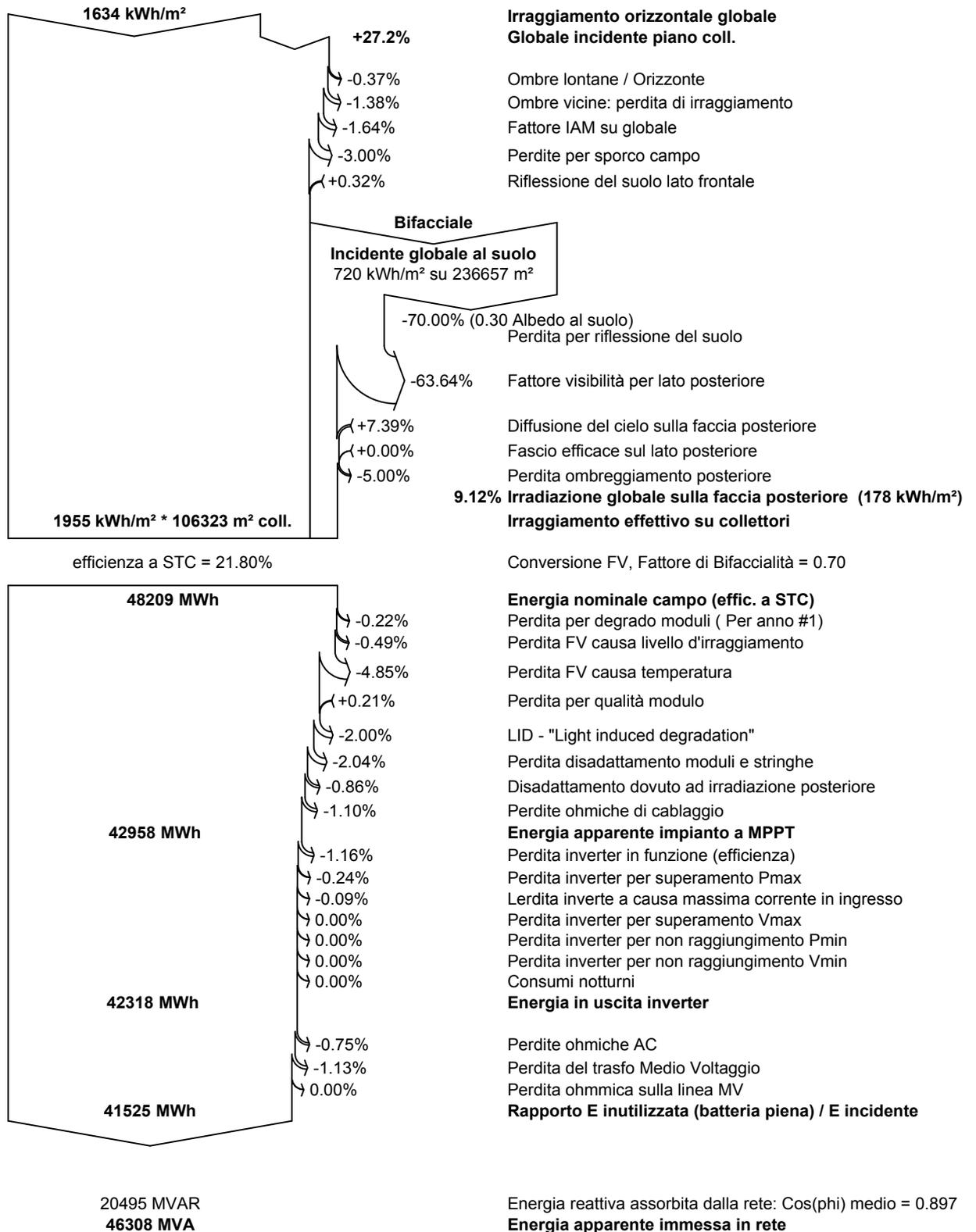


PVsyst V7.2.16

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

### Diagramma perdite





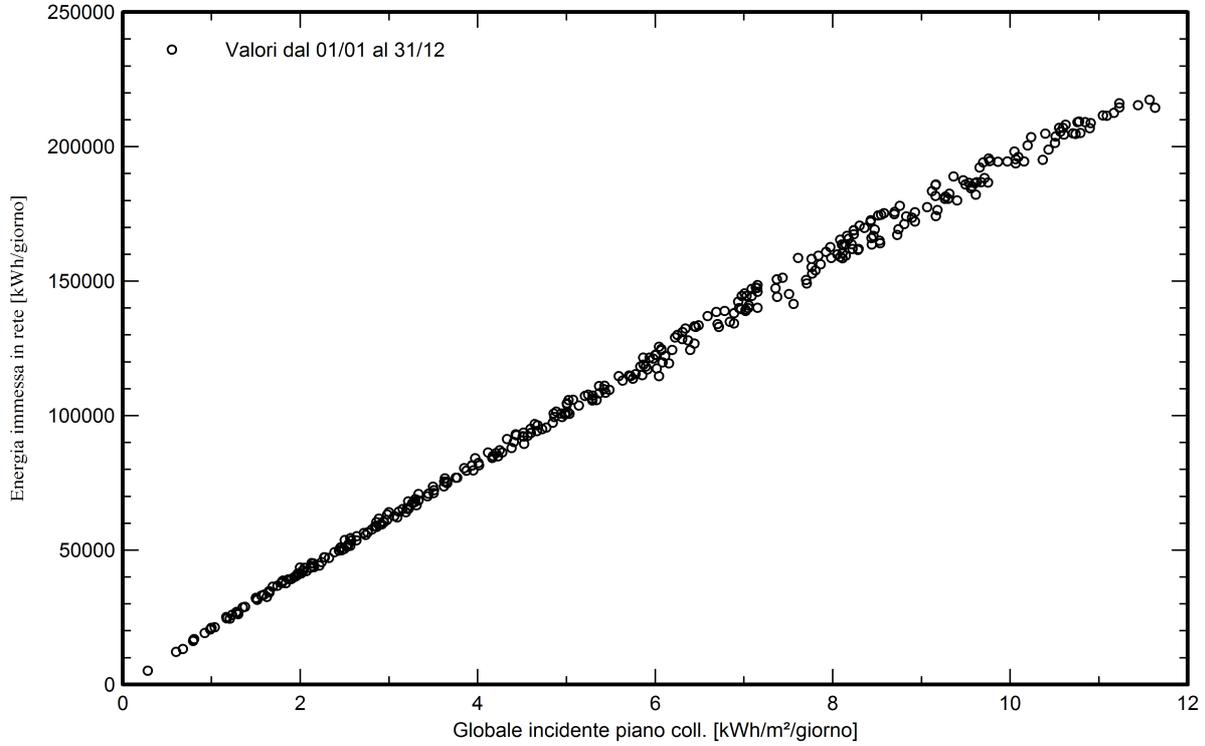
PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

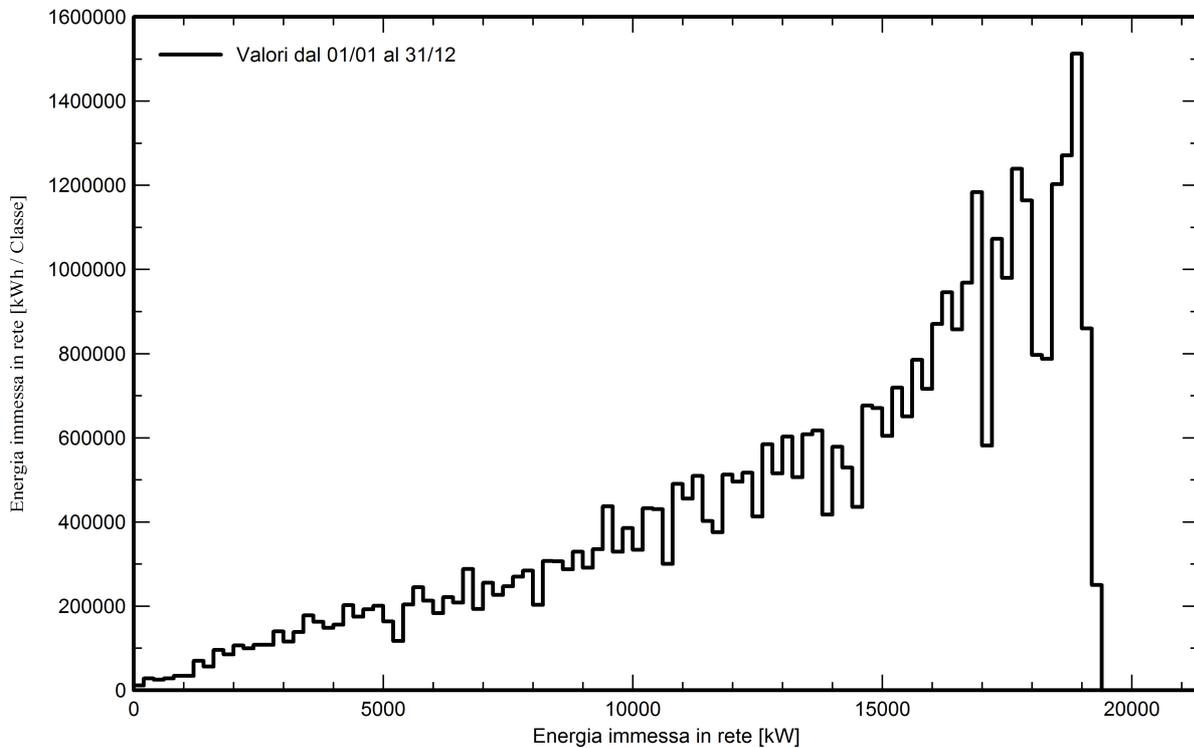
F4 ingegneria Srl (Italy)

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Parametri di decadimento**

Durata totale della simulazione 20 anni

**Degrado medio dei moduli**

Fattore di perdita annuale 0.45 %/anno

**Mismatch dovuto a degrado**

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

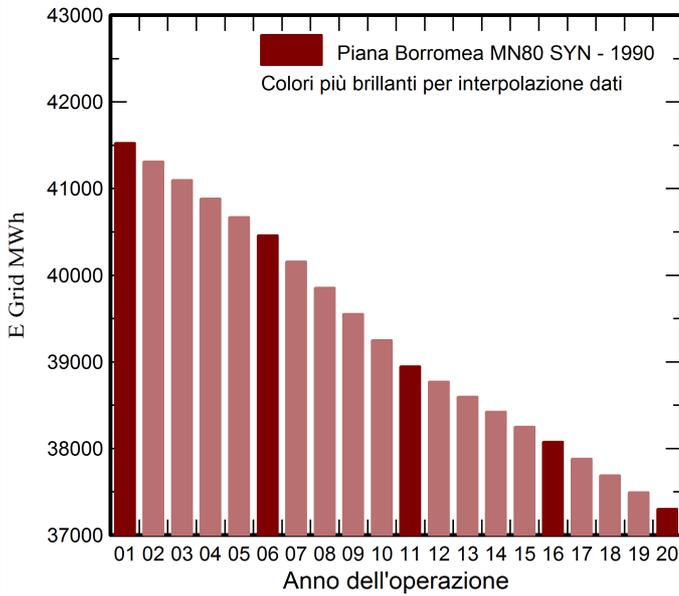
**Dati meteo usati per la simulazione**

**#1 Piana Borromea MN80 SYN**

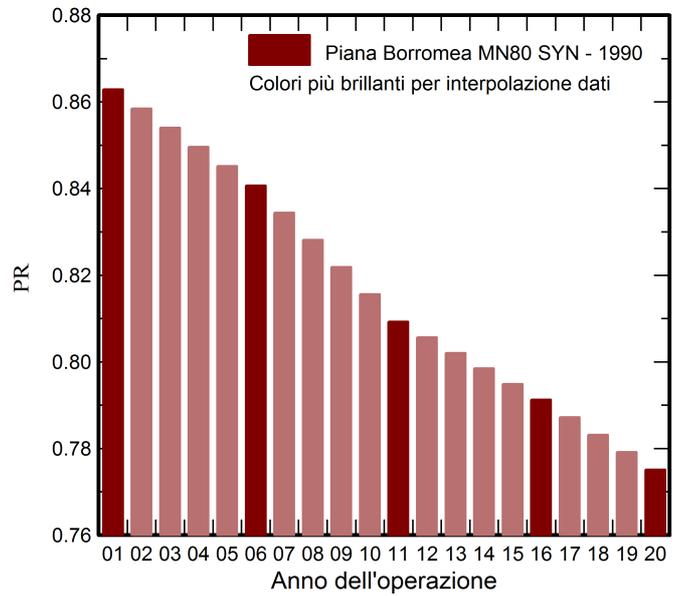
Anni 1990 (anno di riferimento)

Anni simulati 1,6,11,16,20

**Energia immessa in rete**



**Indice di rendimento**





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Strumenti decadimento**

**Piana Borromea MN80 SYN**

Anno	E Grid MWh	PR	Perdite degrad. PR %
1	41525	0.863	0%
2	41312	0.858	-0.5%
3	41098	0.854	-1%
4	40885	0.85	-1.5%
5	40671	0.845	-2.1%
6	40458	0.841	-2.6%
7	40155	0.834	-3.3%
8	39853	0.828	-4%
9	39550	0.822	-4.8%
10	39248	0.816	-5.5%
11	38945	0.809	-6.2%
12	38772	0.806	-6.6%
13	38598	0.802	-7%
14	38424	0.798	-7.5%
15	38250	0.795	-7.9%
16	38076	0.791	-8.3%
17	37883	0.787	-8.8%
18	37689	0.783	-9.2%
19	37495	0.779	-9.7%
20	37301	0.775	-10.2%



**PVsyst V7.2.16**

VCO, Simulato su  
14/07/22 13:07  
con v7.2.16

F4 ingegneria Srl (Italy)

**Valutazione P50-P90**

**Dati meteo**

Fonte Meteororm 8.0 (1991-2009), Sat=100%  
Tipo Medie mensili  
Sintetico - Media su più anni  
Differenza da anno in anno (Varianza) 3.6 %

**Deviazione Standard**

Cambiamento Climatico 0.0 %

**Variabilità globale**

Variabilità (Somma quadratica media) 4.0 %

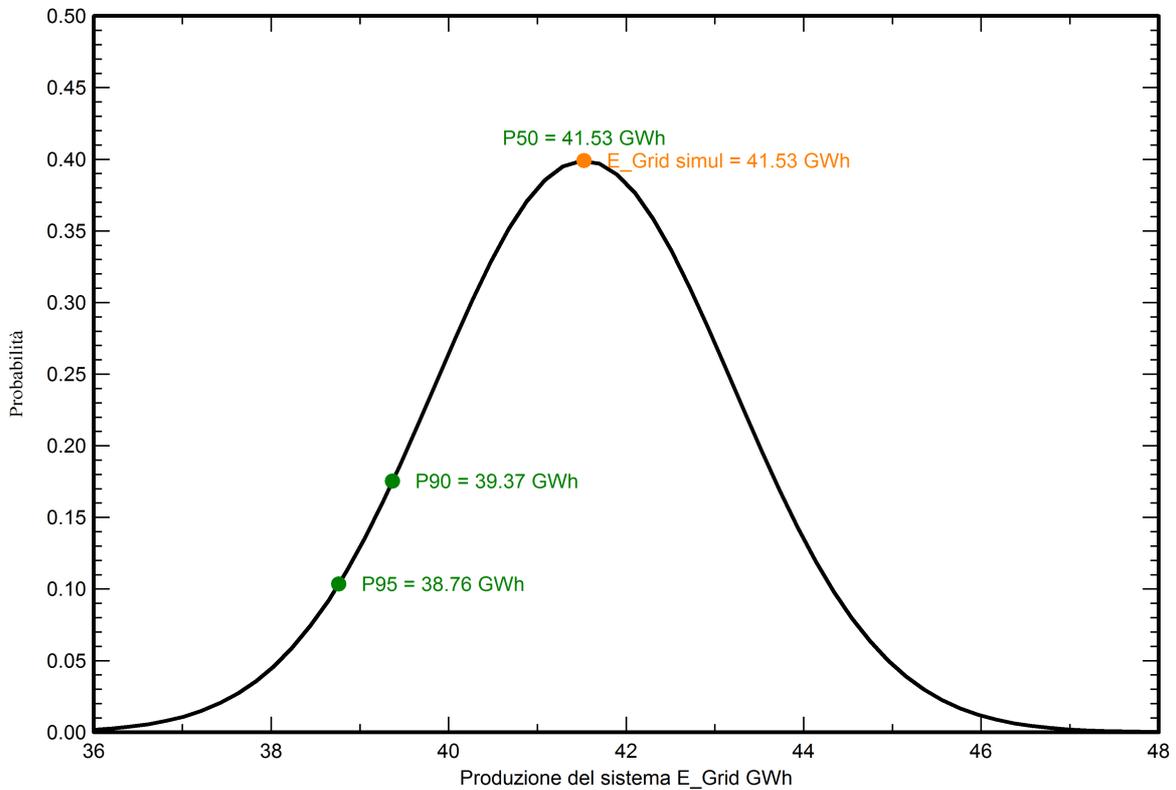
**Incertezze dei parametri e simulazione**

settaggio parametri modulo FV 1.0 %  
Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %  
Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %  
Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

**Valore di probabilità associato alla produzione**

Variabilità 1.68 GWh  
P50 41.53 GWh  
P90 39.37 GWh  
P95 38.76 GWh

**Distribuzione di probabilità**



Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## **Allegato 2: Scheda tecnica dei pannelli fotovoltaici**

---

## DEEP BLUE 3.0

**Mono**

610W MBB Bifacial Mono PERC  
Half-cell Double Glass Module  
JAM78D30 585-610/GB Series

### Introduction

Assembled with 11BB bifacial PERCIUM cells and gapless ribbon connection technology, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



More reliable, more stable power generation



Less shading effect

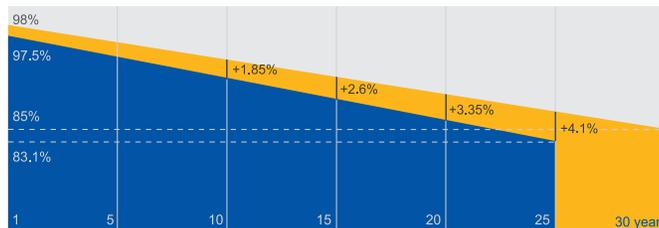


Lower temperature coefficient

### Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.45% Annual Degradation Over 30 years



■ Bifacial double glass module linear power warranty

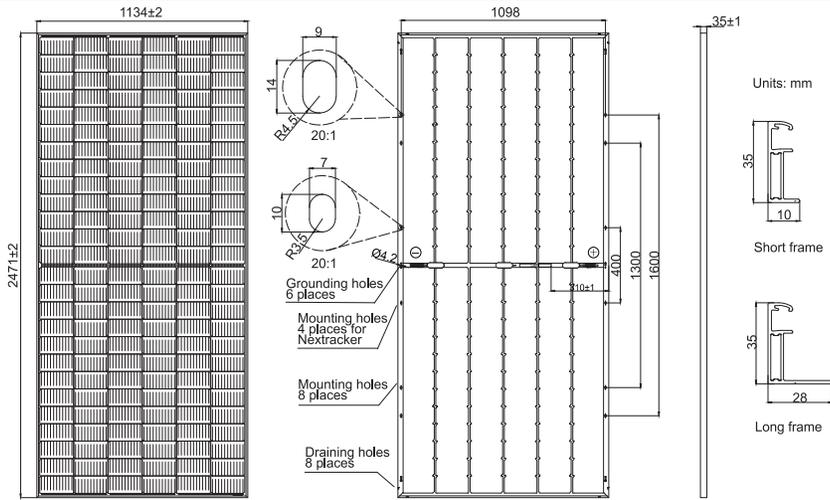
■ Standard module linear power warranty

### Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	33.4kg±3%
Dimensions	2471±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40ft Container

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

TYPE	JAM78D30 -585/GB	JAM78D30 -590/GB	JAM78D30 -595/GB	JAM78D30 -600/GB	JAM78D30 -605/GB	JAM78D30 -610/GB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61	53.73
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53	45.77
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08	14.13
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29	13.33
Module Efficiency [%]	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6	21.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

**ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT POWER RANGES  
( REFERENCE TO 10% SOLAR ILLUMINANCE RATIO)**

TYPE	JAM78D30 -585/GB	JAM78D30 -590/GB	JAM78D30 -595/GB	JAM78D30 -600/GB	JAM78D30 -605/GB	JAM78D30 -610/GB
Rated Max Power(Pmax) [W]	626	631	637	642	647	653
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.25	53.35	53.45	53.55	53.66	53.78
Max Power Voltage(Vmp) [V]	44.55	44.80	45.04	45.28	45.52	45.76
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.85	14.91	14.96	15.01	15.07	15.12
Max Power Current(Imp) [A]	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22	14.26

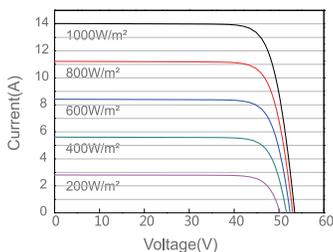
**OPERATING CONDITIONS**

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft <sup>2</sup> ) 2400Pa(50 lb/ft <sup>2</sup> )
NOCT	45±2°C
Bifaciality**	70%±10%
Fire Performance	UL Type 29

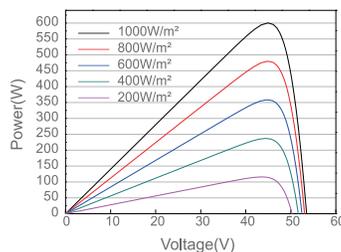
\*For NexTracker installations,Maximum Static Load,Front is 2400Pa while Maximum Static Load,Back is 2400Pa.  
\*\*Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

**CHARACTERISTICS**

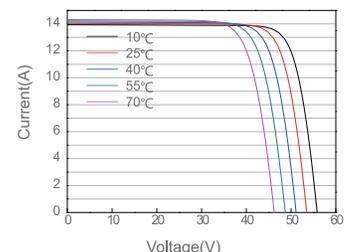
Current-Voltage Curve JAM78D30-600/GB



Power-Voltage Curve JAM78D30-600/GB



Current-Voltage Curve JAM78D30-600/GB



Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## Allegato 3: Scheda tecnica Tracker

---



# Convert TRJ Tracker

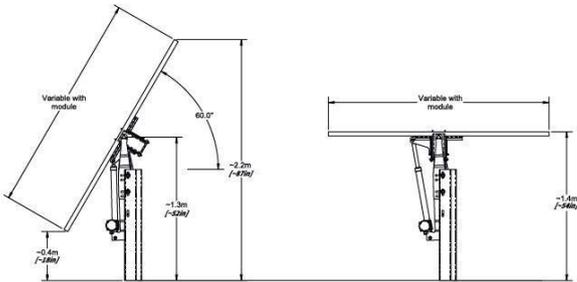


© 2020 Valmont® Industries, Inc.

# Product Portfolio

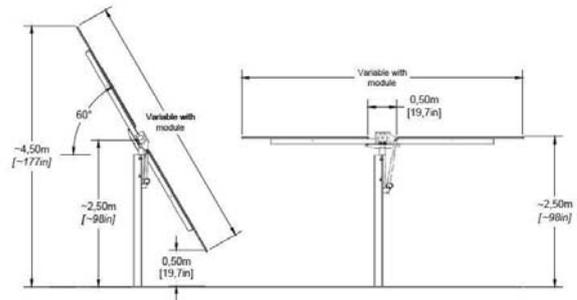
## TRJ - 1 Portrait (1P)

- Optimized for Distributed Generation and Utility Scale Projects from 1 MWp to 400+ MWp
- Minimal back side module shading
- Lowest installation labor costs
- Single independent Row



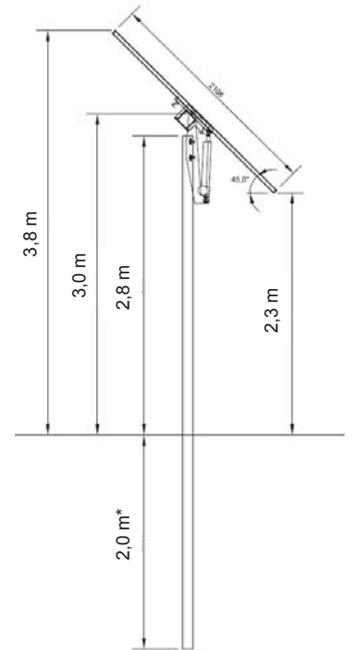
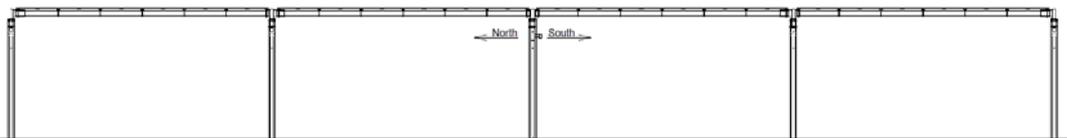
## TRJ - 2 Portrait (2P)

- Targeted for Utility Scale projects
- Eliminates back side module shading
- Increased site accessibility
- Fewer posts / MW
- Single independent row



# TRJ Agrovoltaic

Tracker structure will be higher to allow the cultivation below to grow without problems



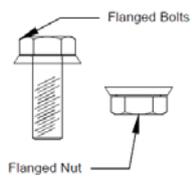
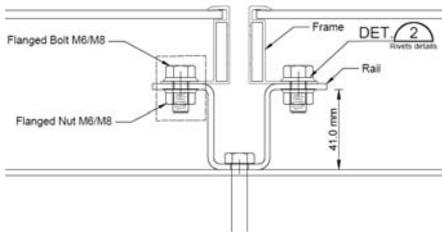
\*depending of the type of soil

# TRJ Agrovoltaic

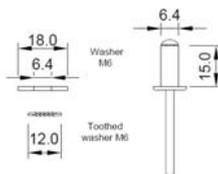
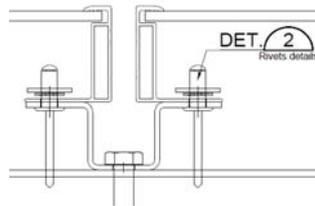


# Module Fixing

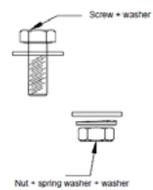
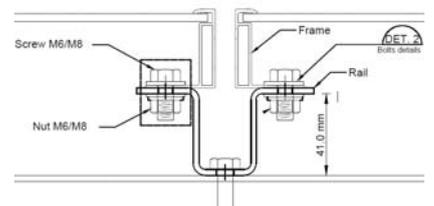
## Bolts



## Rivets



## Customized



# Foundation design: geological report

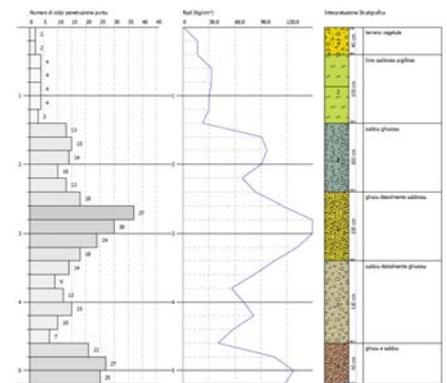
**Analytic method:** the geological report is mandatory for starting the design of the foundations.

Generally the following test are performed:

1. A series of **dynamic penetrometer tests** (DPSH o SPT) up to 4 m depth (the depth may vary depending on the layout and the MW size of the plant)
2. **Laboratory test** for indisturbed samples (at least 2 undisturbed soil samples 0,5 m and 1,5 m depth) that are collected from the site (close to the DPSH points)

The lab analysis should determine:

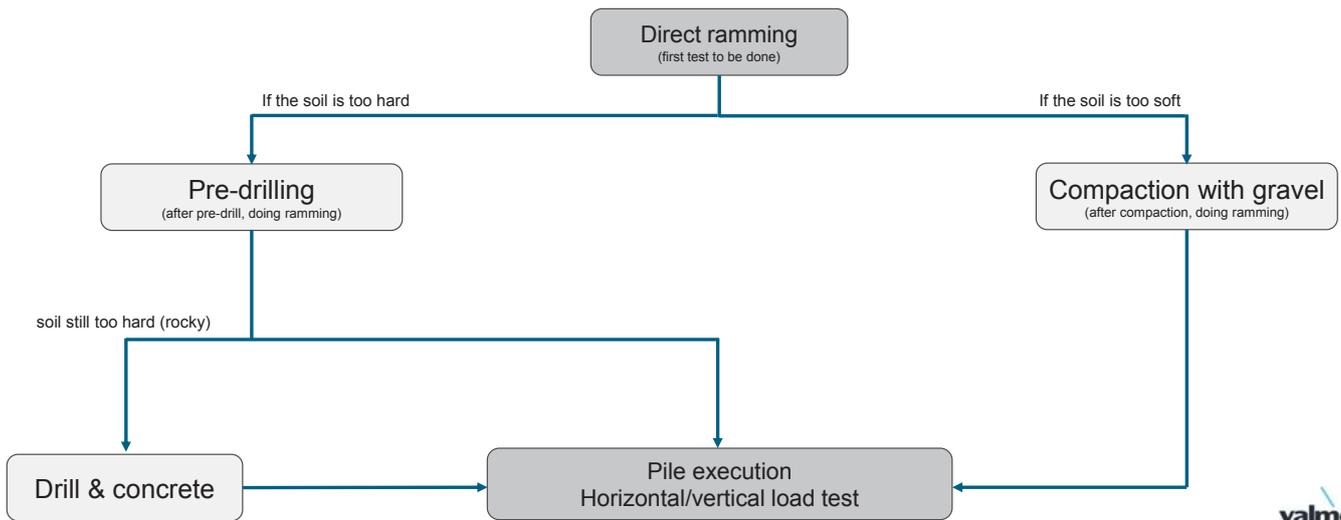
- unit weight,  $\gamma$  [kN/m<sup>3</sup>]
- cohesion
- stress friction angle of the soil  $\phi$  [°]
- effective stress friction angle  $\phi'$  [°]
- atterberg limits
- water content [%]



# Foundation design: Pull out Test

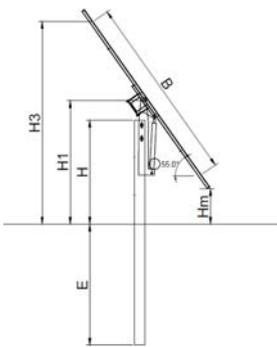
**Direct method:** after the geological report, the pull out should be performed

After the geological report, we provide a detailed **Pull Out Test Procedure** which takes into account all the results of the geological report and all the considerations about trackers, panels, etc.

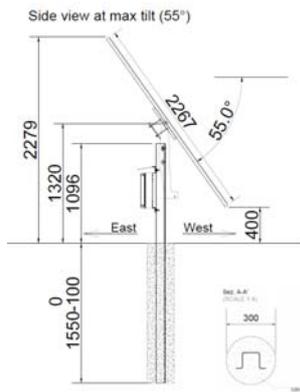


# Foundations

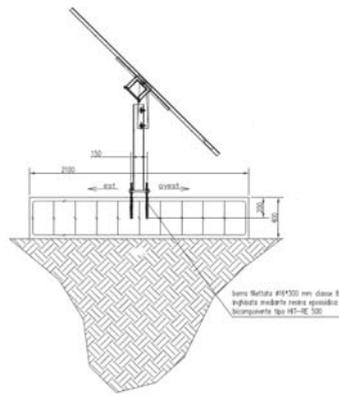
Direct Ramming



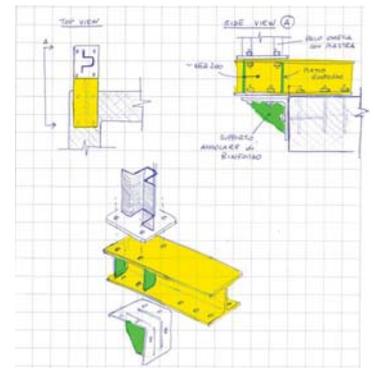
Pre-drill & compaction



Concrete basement

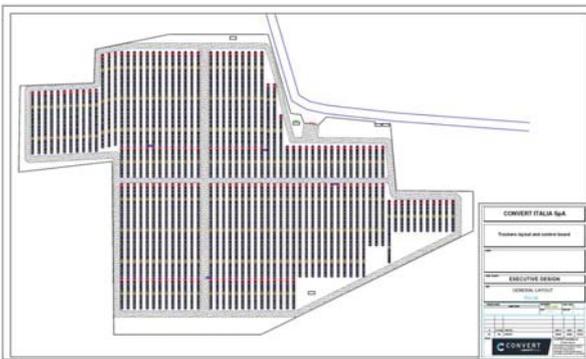


Customized



# Tracker Configuration

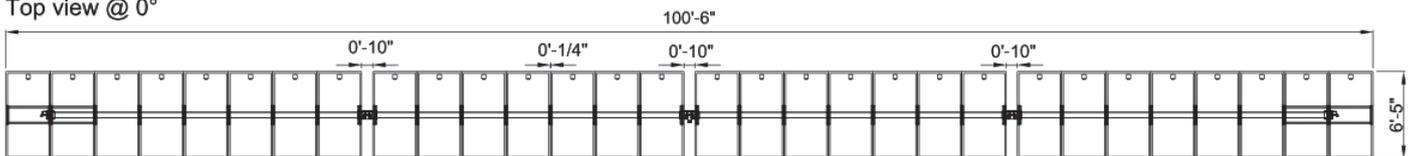
## Layout Optimization



## Convert TRJ Architecture

- Optimized to adapt to land geometry & topography minimizing civil costs and increasing density
- Modular design reduces alignment and installation field labor
- Balanced model eliminates module (dead) load to optimize steel and increase system life
- Short rows significantly decrease torsion loads and eliminate dampers and other “band-aid” systems

Top view @ 0°



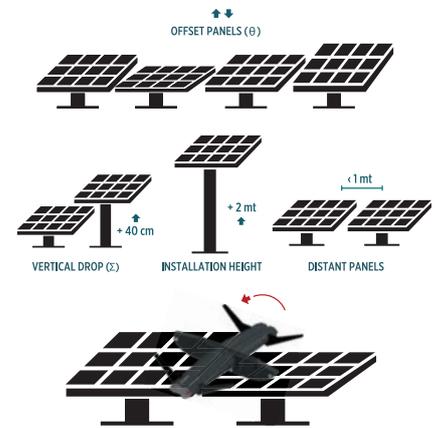


# Cleaning Solution



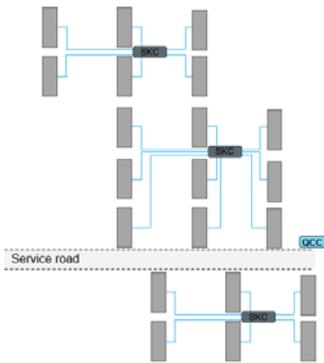
**SANDSTORM R6** *The robot that cleans solar panels. Anywhere. Autonomously.*

- Self-driving & self-powered technology
- Dry-cleaning (no use of water)
- Thermographic analysis (preventive & predictive maintenance of modules)
- Bifacial solar panels cleaning
- Low maintenance costs
- Proprietary software (interventions in real time at no cost)
- 30% less of current for cleaning
- 90% less of economic loss (due to dust/sand)

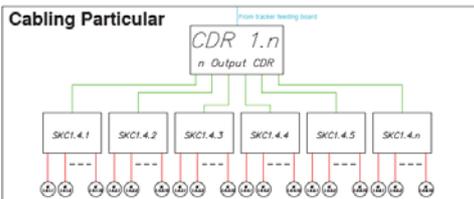


# TRJ10

## SKC Architecture



### Cabling Particular



#### Legend of power cables

- 3P+N+T (FG70R 5G)
- 1P+N+T (FG70R 3G)
- Motor Cable (FG70R 7G)

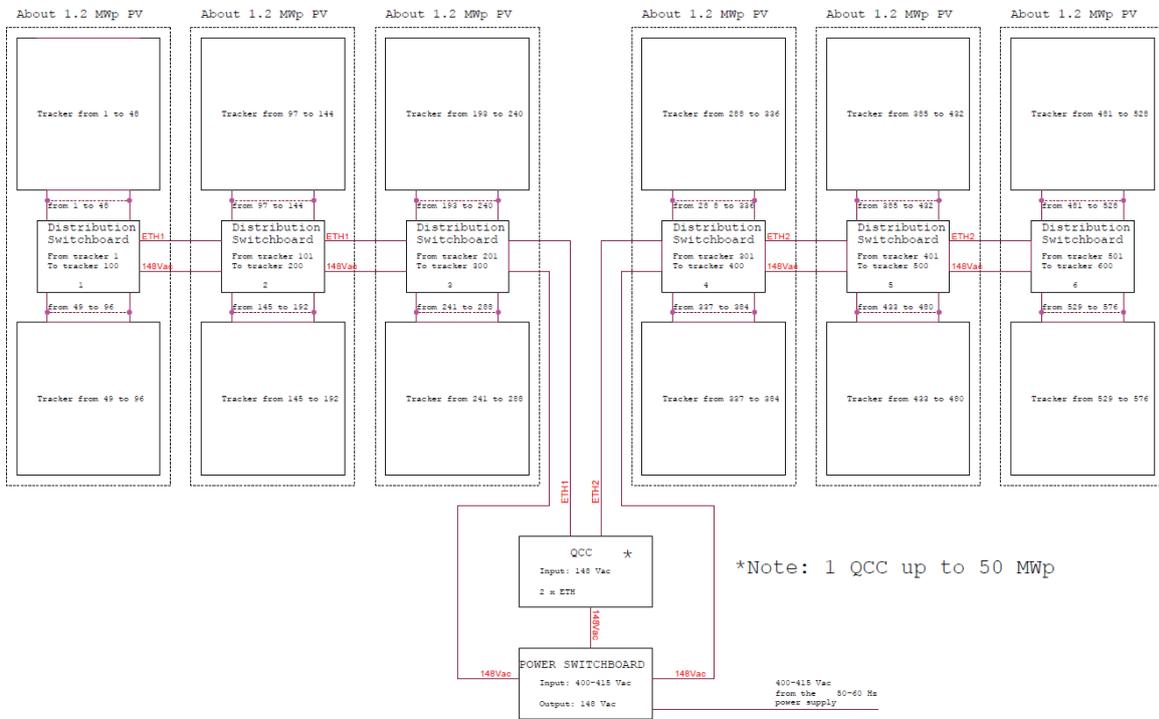
## Controller Features

- Each SKC operates 10 individual motors supporting each row with a data aggregation system
- The motor is AC powered, brushless, and IP65 certified. The system is UL and CE listed.
- SKC can be operated in the field with controls and LEDs for quick commissioning and troubleshooting
- No batteries or other replaceable components ensuring 30+ year life of system





# Schematic view



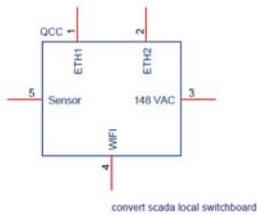
# TRJ 100M system

The 100M system combines the simplicity of installation and maintenance.

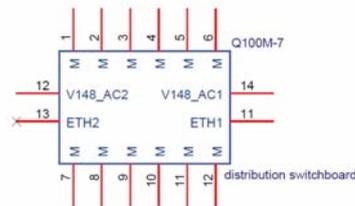
The great versatility of the 100M system allows to adapt it into every condition. Every plant design can be optimized in order to reduce the cable length (daisy chain connection), so it allows to save costs and installation time.

The system is composed by three main parts:

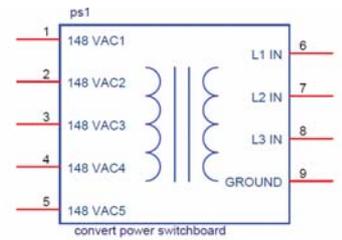
**1) QCC central unit switchboard:** monitors and controls tracking of the whole plant. Wired or wireless network that connects all the devices present.



**2) Distribution Switchboard:** connects the actuators with the QCC and the Power Switchboard. Each Distribution Switchboard can connect up to 100 actuators



**3) Power Switchboard:** provides the 3phase power supply to the motors. Each Power Switchboard can supply up to 550 actuators



# Technical spec

The great versatility of the 100M system allows to adapt every plant design in order to reduce the cable length, allowing to save costs and installation time.

- Up to 100 motors per Distribution Switchboard
- Up to 10 motors in daisy chain per each exit
- Up to 250 m of cabling per each exit

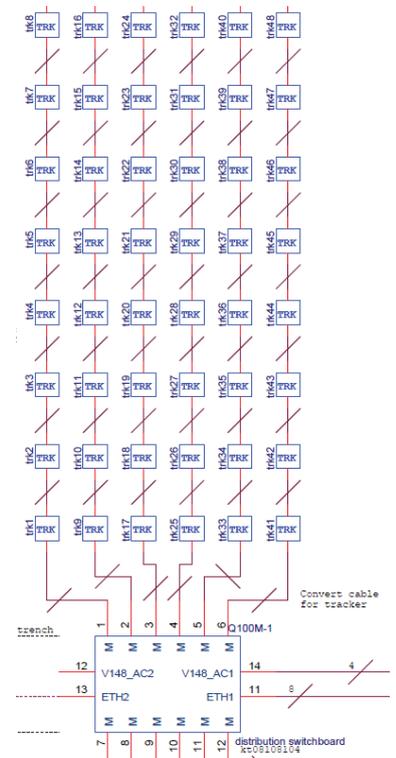
### Actuators:

- AC – 3phase

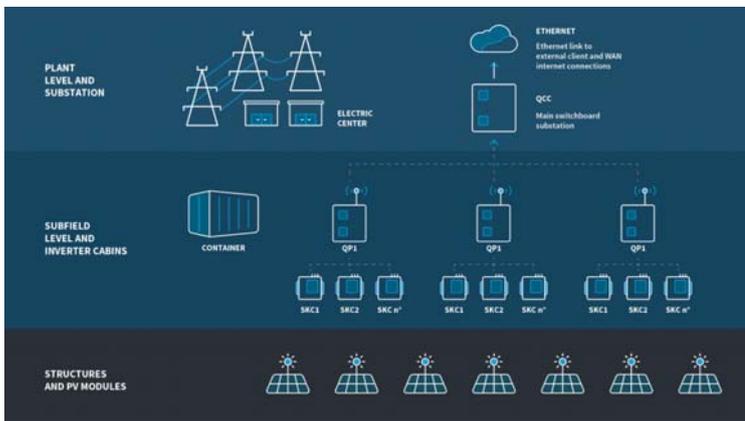
### Example:

4 distribution switchboard; 80 motors each

- Distribution Switchboard:  $P_{abs} = \sim 2,3 kW$
- Power Switchboard:  $P_{abs} = \sim 2,3 kW * 4 = \sim 9,3 kW$



# TRJ-AI: Tracker Control System



- Real time data acquisition of tracker performance metrics with alarm capabilities
- Remote maintenance capacity including firmware updates and full row by row control
- Simple and automated commissioning process
- Integrated weather monitoring station with wind speed, direction, snow, irradiance
- Seamless integration with higher level plant SCADA system



Zone	Row	Col	Status	Alarm
Zone 1	Row 1	Col 1	OK	None
Zone 1	Row 1	Col 2	OK	None
Zone 1	Row 1	Col 3	OK	None
Zone 1	Row 2	Col 1	OK	None
Zone 1	Row 2	Col 2	OK	None
Zone 1	Row 2	Col 3	OK	None



ZONE		GUST ALARM		WIND ALARM		OTHER PARAMS	
ID	1	Gust In Threshold (m/s)	20	Wind In Threshold (m/s)	18	Safe Pos NS (deg)	0
Name	Wind zone	Gust Out Threshold (m/s)	16	Wind Out Threshold (m/s)	16	Safe Pos W (deg)	5
Enabled	True	Gust In Delay (s)	3	Wind In Delay (s)	1800	Safe Pos E (deg)	-5
		Gust Out Delay (s)	300	Wind Out Delay (s)	600	Predominant Wind Direction (deg)	270
						Influence cone (deg)	10

# Simple Design, Efficient Installation



- Small number of assemblies and no specialized tools allow for lowest installation time
- Short rows = less grading, lower cost
- Spherical self lubricated bearing and generous tolerances compensate for inaccuracies and simplifies alignment

Activity	(man hours/ MWp)
<b>SUMMARY TIMETABLE OF TRACKER INSTALLATION</b>	
Tracker in Elevation Part Mechanical Assembly (no pile ramming, electrical wiring, or modules)	157.5
Tracker Mechanical Assembly including Pile Ramming	165.1
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Rivets)	257.8
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Bolts)	291.4
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules with Rivets)	270.0
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules with Bolts)	303.7

\* 14MW 550Wp Module, Eclipse-M 3<sup>rd</sup> Party Study

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## **Allegato 4: Scheda tecnica inverter**

---

# SG250HX Nuovo

**SUNGROW**  
Clean power for all

Multi-MPPT String Inverter per sistemi a 1500 Vdc



## RESA ELEVATA

- 12 MPPT con efficienza massima 99%
- Compatibile con moduli bifacciali
- Funzione anti-PID integrata

## BASSI COSTI

- Compatibile con cavi in Alluminio o Rame
- Abilitato per connettori CC 2 in 1
- Funzione erogazione reattiva notturna

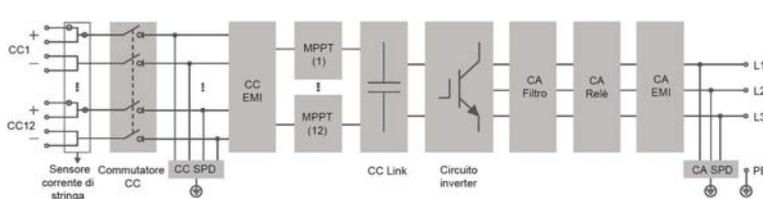
## GESTIONE INTELLIGENTE

- Messa in servizio e aggiornamento firmware da remoto
- Funzione scansione curva IV e diagnosi\*
- Tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa

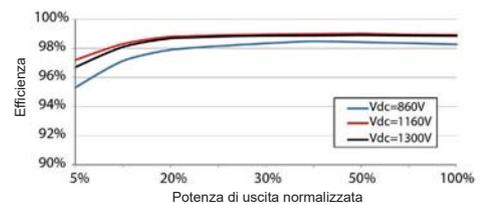
## SICUREZZA

- Protezione IP66 e classe C5 anticorrosione
- SPD tipo II sia per CC che CA
- Conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali

## TOPOLOGIA



## CURVA DI EFFICIENZA



Designazione	SG250HX
<b>Ingresso (CC)</b>	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	600 V / 600 V
Tensione nominale in ingresso	1160 V
Intervallo tensione MPP	600 V - 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V - 1300 V
N. di MPPT	12
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. per connettore in ingresso	26 A * 12
Corrente di cortocircuito dell'ingresso fotovoltaico	50 A * 12
<b>Uscita(CA)</b>	
Potenza CA nominale in uscita alla rete	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 KVA @ 50 °C
Corrente CA max. in uscita	180.5 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	680 - 880V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo - 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
<b>Efficienza</b>	
Efficienza max.	99.0 %
Efficienza europea	98.8 %
<b>Protezione</b>	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC	Si
Sezionatore CA	No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna	Si
Funzione di recupero PID	Si
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
<b>Dati Generali</b>	
Dimensioni (L x A x P)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo energetico notturno	< 2 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 - 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzato intelligente
Altitudine massima di funzionamento	5000 m (> 4000 m depotenziamento)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / Opzionale: Wi-Fi, Ethernet
Tipo di collegamento CC	MC4 (Max. 6 mm <sup>2</sup> )
Tipo di collegamento CA	Terminali OT (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza

\*: Compatibile solo con il logger Sungrow e iSolarCloud



Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## **Allegato 5: Scheda tecnica power station**

---

# MV POWER STATION

## 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2



### Resistente

- La stazione e tutti i componenti sono sottoposti a test
- Perfetta per condizioni ambientali estreme

### Pratica

- Sistema "plug and play"
- Completamente preassemblata per un'installazione e messa in servizio semplice

### Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie alla piattaforma da 20 piedi

### Flessibile

- Un unico design per tutto il mondo
- DC-Coupling Ready
- Numerose opzioni

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

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central UP e Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V<sub>CC</sub>, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC.

# MV POWER STATION

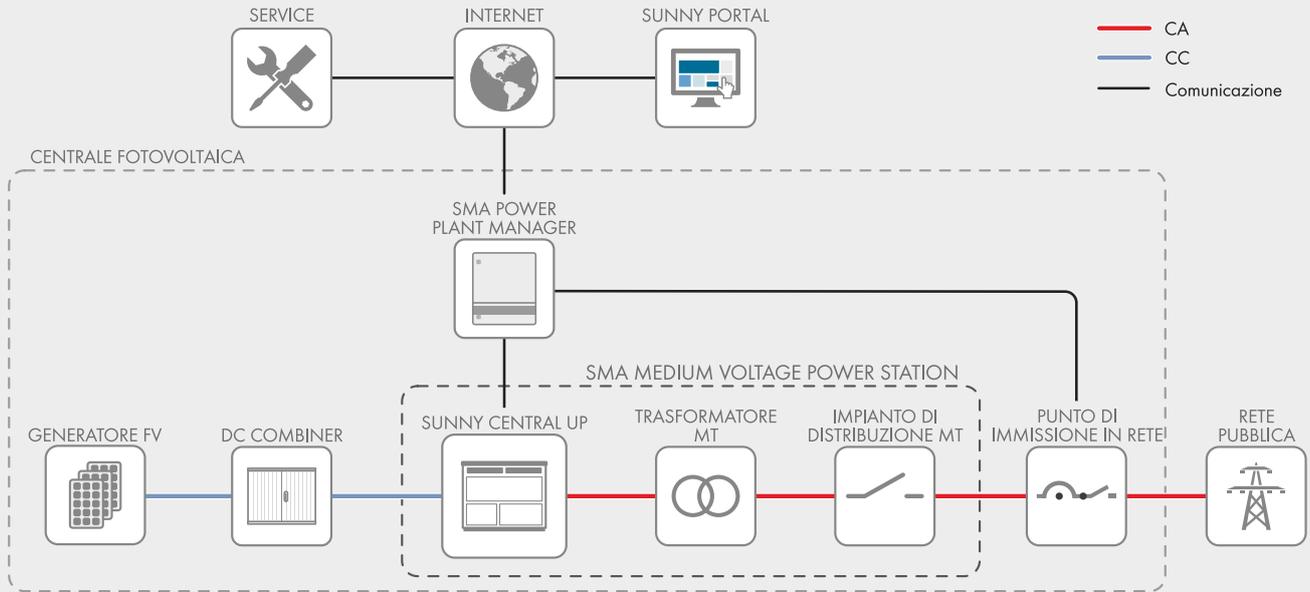
## 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
<b>Ingresso (CC)</b>		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Uscita (CA) lato di media tensione</b>		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 11 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	KNAN <sup>2)</sup>	KNAN <sup>2)</sup>
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
<b>Rendimento inverter</b>		
Grado di rendimento max <sup>3)</sup> / Grado di rendimento europeo <sup>3)</sup> / Grado di rendimento CEC <sup>4)</sup>	98,7% / 98,6% / 98,5%	98,7% / 98,6% / 98,5%
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico 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	
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni container ISO da 20 piedi (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) <sup>1)</sup>	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) <sup>1)</sup>	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Dotazione</b>		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder 2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contentore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

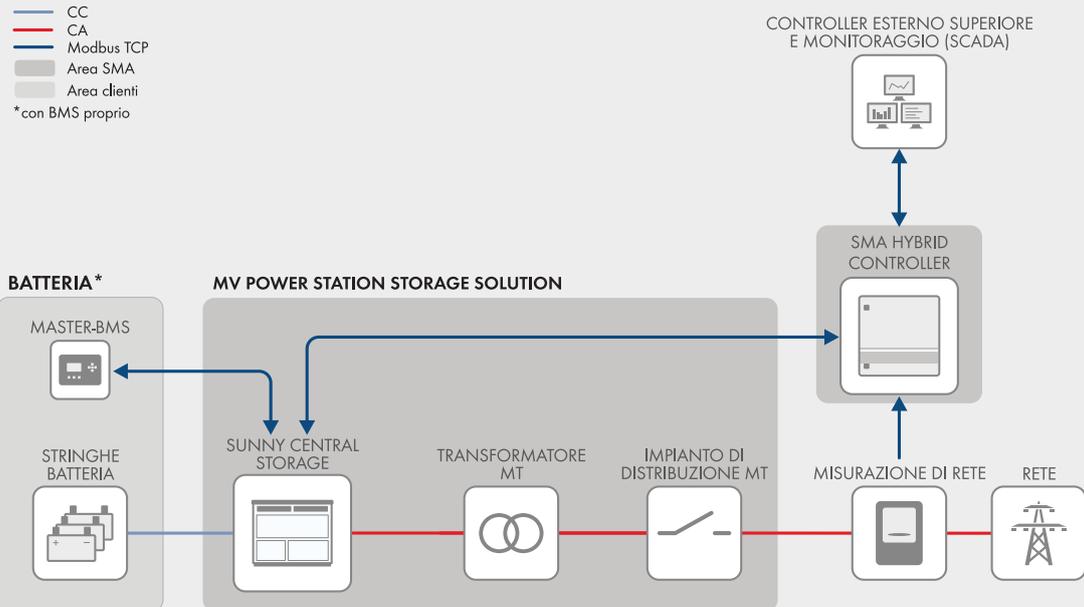
- 1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.  
 2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria  
 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione  
 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

Dati tecnici	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
<b>Ingresso (CC)</b>		
Inverter selezionabili	1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3950 UP oppure 1 x SCS 3950 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Uscita (CA) lato di media tensione</b>		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) <sup>1)</sup>	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 11 kV a 35 kV	da 11 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	KNAN <sup>2)</sup>	KNAN <sup>2)</sup>
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
<b>Rendimento inverter</b>		
Grado di rendimento max <sup>3)</sup> / Grado di rendimento europeo <sup>3)</sup> / Grado di rendimento CEC <sup>4)</sup>	98,7% / 98,6% / 98,5%	98,7% / 98,6% / 98,5%
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico 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	
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni container ISO da 20 piedi (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) <sup>1)</sup>	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) <sup>1)</sup>	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Dotazione</b>		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder 2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contentore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2

## Schema impianto con Sunny Central UP



## Schema impianto con Sunny Central Storage UP



Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## **Allegato 6: Scheda tecnica inverter per impianto di accumulo**

SCS 3450 UP / SCS 3600 UP / SCS 3800 UP / SCS 3950 UP



## Efficient

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

## 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
- Stand-alone device or turnkey solution with SMA medium-voltage system

## Versatile

- Integrated battery communication
- Customized monitoring and control of inverters
- Grid management functions for dynamic grid support
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

## SUNNY CENTRAL STORAGE UP

Battery inverter for large-scale storage systems

With an output of up to 3960 kVA and system voltages up to 1500 V DC, the SMA Sunny Central Storage allows for more efficient and flexible system design for battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. The intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature.

# SUNNY CENTRAL STORAGE UP

Technical Data	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP
<b>Battery side (DC)</b>		
Operating DC voltage range $V_{DC}$	880 V to 1500 V	921 V to 1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar <sup>12) 14)</sup>	10.75 MA <sup>2</sup> s / 8.0 MA <sup>2</sup> s	
Single DC busbar 26 connections per pole / split DC busbar 6/5/6 connections per pole	● / ○	
DC connection	with terminal lug	
<b>Grid side (AC)</b>		
Nominal AC power at 1200 Vdc and $\cos \varphi = 1.0$ (at 25 °C)	3450 kW	3620 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) <sup>3) 13)</sup>	3450 kVA / 3140 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3290 kVA / 3075 kVA
Max. AC current $I_{AC, max}$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable <sup>8) 10)</sup>	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
AC connection		
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup>	98.8%	
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8200 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal (8.4 kVA transformer) / external auxiliary power supply	● / ○	
Noise emission <sup>7)</sup>	65.0 dB(A)	
Operating temperature range (optional) <sup>8)</sup>	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup>	● / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
Grid forming / black start ready	○ / ○	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1 / -2, AR-N 4110 / 4120, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Type designation	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP

● Standard features ○ Optional – Not available

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) AC apparent power at higher dc voltages on request
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn 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

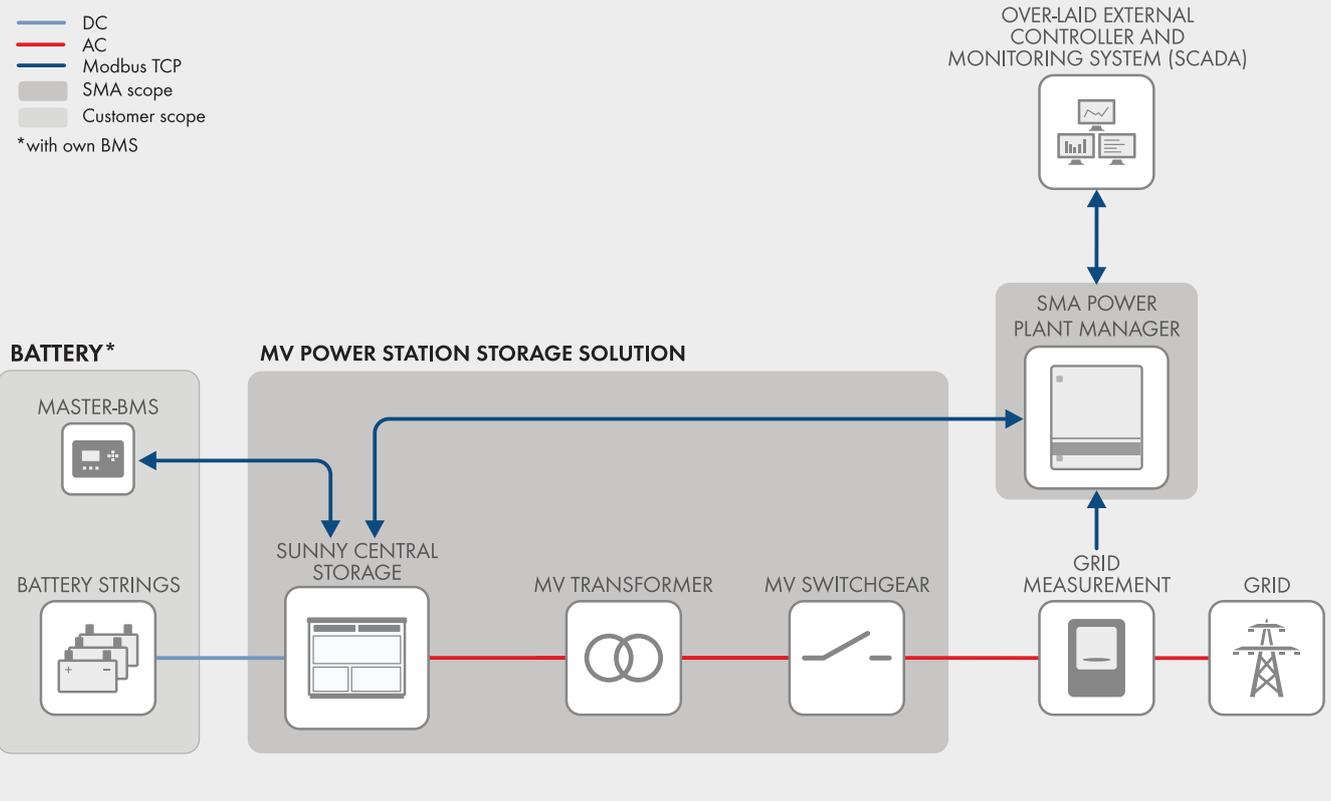
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Max. power values (S/P/Q) can be requested based on project specific design
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side with ultra rapid battery string or group fuses, e.g. fuse type aR/aBat & DC time constant Tau (L/R) <= 1 ms
- 13) Depending on the ratio of reactive power (cos φ), an extended power derating may occur
- 14) Please check the manual for further information

Technical Data	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP
<b>Battery side (DC)</b>		
Operating DC voltage range V <sub>DC</sub>	962 V to 1500 V	1003 V to 1500 V
Max. DC current I <sub>DC, max</sub>	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar <sup>12) 14)</sup>	10.75 MA <sup>2</sup> s / 8.0 MA <sup>2</sup> s	
Single DC busbar 26 connections per pole / split DC busbar 6/5/6 connections per pole	● / ○	
DC connection	with terminal lug	
<b>Grid side (AC)</b>		
Nominal AC power at 1200 Vdc and cos φ = 1.0 (at 25 °C)	3800 kW	3960 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) <sup>3) 13)</sup>	3800 kVA / 3455 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3610 kVA / 3365 kVA
Max. AC current I <sub>AC, max</sub> (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable <sup>8) 10)</sup>	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
AC connection		
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup>	98.8%	
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8200 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal (8.4 kVA transformer) / external auxiliary power supply	● / ○	
Noise emission <sup>7)</sup>	65.0 dB(A)	
Operating temperature range (optional) <sup>8)</sup>	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup>	● / ○	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
Grid forming / black start ready	○ / ○	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1 / -2, AR-N 4110 / 4120, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Type designation	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP

● Standard features ○ Optional – Not available

## SYSTEM DIAGRAM

- DC
  - AC
  - Modbus TCP
  - SMA scope
  - Customer scope
- \*with own BMS



### Grid-connected functions

- Setpoints for active and reactive power
- Static grid support Q(U), P(f)
- Dynamic grid support (FRT)
- Active islanding detection (AID)
- High compatibility with different battery types

### Compatible with energy management system functionalities

- External static grid supporting functions
- Ramp-rate control of PV power
- Peak shaving
- Energy shifting
- Genset optimization control
- Reducing necessary spinning reserve of gensets
- Battery start-up and stop sequence
- Operates the battery within optimal operation window
- Grid Forming
- Black Start

Impianto Agro-Fotovoltaico "Piana Borromea" della potenza di 54,5 MW integrato con impianto di accumulo da 10MW e relative opere di connessione da realizzare nel comune di Trapani in località "Borromea"

**RS.12.REL.0003.Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo**

---

## **Allegato 7: Container batterie**

---

# Intensium® Max 20 High Energy

## 2.3 MWh high energy lithium-ion battery storage container

The Intensium® Max 20 High Energy is Saft's unmanned and ready to install Energy Storage System (ESS) in a 20-foot container, enabling utility-scale storage solutions for grids, renewables and industries.

Built with advanced Lithium Iron Phosphate (LFP) technology, the **Saft Intensium® Max 20 High Energy** is a fully integrated storage system, combining high energy density with high levels of safety, operational reliability and compliance with international standards.

The design choices of the **Saft Intensium® Max 20 High Energy** are leveraging 10 years technology and operational experience in multiple applications and environments to maximize the value of your next battery Energy Storage System asset.



### Applications

- ✓ Integration of renewables: smoothing, shifting, minimizing curtailment
- ✓ Peaking capacity
- ✓ Transmission & Distribution grid support
- ✓ Energy management in large C&I sites
- ✓ Microgrids

### Benefits

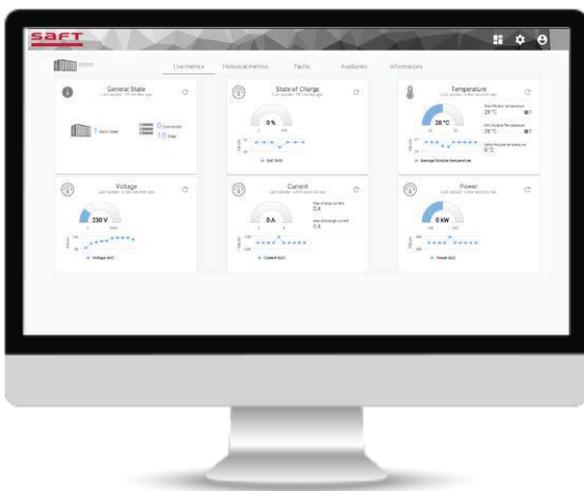
- 1 **Flexible**, high energy density building blocks, suitable for storage assets up to several hundreds of MWh
- 2 **Project de-risking** with quick and cost-effective installation of containers, 'plug and play' delivered and factory tested
- 3 **Easy system integration**, compatible with most Power Conversion Systems available in the market
- 4 **Maximized energy storage economics with:**
  - Optimized energy and power availability over SoC
  - Multiple charge-discharge cycles per day with minimum auxiliary consumption
  - Long lifetime cells and optimum thermal management
  - High availability and serviceability
- 5 **Low maintenance** with **Saft CUBE** real-time battery control, supervision and big-data publishing platform for enhanced analytics and services
- 6 **Safety driven design** to guarantee safe behavior during operations and in case of an abusive event, protecting assets, operators and first responders

## Features

- Advanced industrial design offering highest safety and robustness:**
  - Unmanned container with external access, fully assembled and tested within Saft manufacturing hubs
  - Single, easy access distribution cabinet integrating all power and control interfaces, supervision and safety devices
- Proven architecture for high availability:**
  - Individually connectible strings with one Battery Management Module per string
  - Master Battery Management for global charge and discharge management, auxiliary equipment monitoring and diagnostic functions
  - CUBE platform** for external communication, battery containers parallelization, remote monitoring and supervision, data management to lower operation and maintenance with a high cybersecurity level
- Sophisticated battery management for enhanced operability:**
  - Monitoring and control of voltage, current and temperature
  - Balancing of State of Charge (SoC) between cells and strings
  - Real-time indication of State of Charge (SoC)
  - Alarms and faults management
  - Indication of State of Health (SoH) integrating cycling and calendar aging
- Advanced thermal management system** based on air conditioning unit and controllable fans:
  - High cooling efficiency
  - Temperature homogeneity within containers
- Safety driven design to guarantee safe behavior** in case of abuse usage or cell thermal runaway at module, string and container levels:
  - UL9540A tested Lithium Iron Phosphate (LFP) technology
  - Short-circuits, over-currents, over-temperature and over-voltages management
  - Stop push button, disconnect switch, ground fault detection
  - Fire detection and two levels of suppression systems (gas, water) to fight fires in their initial stages and prevent collateral damages
  - Blast panels on the container roof
  - Safety features focus to protect first line intervention personnel

## Specifications

Electrical	
Discharge duration range	1 – 4 hours
Rated energy (C/5)	2.3 MWh
Voltage range	1040 V – 1400 V
Rated DC power	1.1 MW charge/discharge
Rated current	900 A charge/discharge
Maximum DC power	2.2 MW charge/discharge
Maximum current	1800 A charge/discharge
Mechanical	
Dimensions (L, H, W) without HVAC	6.1m, 2.9m, 2.4m / 20ft, 9ft 6in, 8ft
Dimensions (L, H, W) with HVAC	6.7m, 2.9m, 2.4m / 22ft, 9ft 6in, 8ft
Weight	< 30,500 kg / 60,000 lbs
Container protection class	IP 54 (operation)
Operating & storage conditions	
Ambient temperature	-25°C to +55°C
Design lifetime	≤ 20 years
Altitude above sea level	≤ 2000 m
Ambient relative humidity	Up to 100%
Storage temperature	-25°C to +55°C
Storage time	12 months (under conditions)
Saft CUBE platform	
Features	Local Human-machine interface (HMI) Cloud interface for monitoring, data-based asset optimization Containers parallelization management
External controllers	Sunspec MESA, Modbus TCP/IP
Standards	
Safety	IEC 62619, IEC 62477 UL 1973, UL 9540, UL 9540A
Marking	CE, UL
Directives	REACH
Manufacturing hubs	ISO 9001, QS 9000, ISO 14000
Cybersecurity	IEC 62443-4-2
Transport (fully populated)	UN3536



## Saft CUBE: energy and asset performance

CUBE is Saft's real-time battery control, supervision and big-data publishing platform for enhanced analytics and services; it enables storage asset owners access to highly granular system data. Saft CUBE has a high level of cybersecurity ensuring data confidentiality, product availability and safety.