

COMUNE DI MANIAGO



PROVINCIA DI PORDENONE



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp MANIAGO SOLAR 1

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'artt. 23, 24-24bis e 25 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Maniago Foglio 39 Mappali 44 - 48 - 91 - 167 - 237 - 238 - 276 Foglio 41 Mappali 67 - 70 - 72 - 81 - 120 - 127 - 129 - 131 - 134 - 147 - 149 Foglio 52 Mappali 1 - 2 - 3 - 4 - 13 - 14 - 18 - 21 - 41 Foglio 53 Mappali 1 - 2 - 3	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC24 - RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 07/12/2022		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY ELEVEN S.R.L. 39100 Bolzano - Via Sebastian Altmann 9 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Rosalba Teodoro - Ing. Francesca Imbrogno Studio Ing. Valz Gris 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	
	Per. Agr. Giovanni Cattaruzzi Studio Cattaruzzi 33100 UDINE - Via Gemona	



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 1 di
30

Indice

- 1. RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI MEDIA TENSIONE - METODOLOGIA2**
- 2. REPORT DI CALCOLO CAMPO FOTOVOLTAICO16**

Software utilizzati:

- Impianti elettrici: Electrographics Ampère 2021
- Impianti fotovoltaici: PVSYST V7.2.4



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 2 di
30

1. RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI MEDIA TENSIONE - METODOLOGIA

Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \varphi$ è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di I_b vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left(\cos \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left(\varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione V_n è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento P_d è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza P_n è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione P_n rappresenta la somma vettoriale delle P_d delle utenze a valle (SP_d a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (SQ_d a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctan \left(\frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la condotta in modo da verificare le condizioni:

- a) $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b) $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 3 di
30

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- condotta che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della condotta principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla $I_{z \min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 4 di
30

tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 5 di
30

Cavo in alluminio e isolato in gomma G:

K = 89

Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:

K = 94

Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left(\alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente α_{cavo} è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left(\left(\sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right) \right)_{f=R,S,T}$$

con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con n che rappresenta il conduttore di neutro;

con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in W/km.

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 6 di
30

conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto della utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

Media e Alta tensione

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura V_{mt} (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima, I_{kmax} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima, $I_{k1ftmax}$ (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima, I_{kmin} (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima, $I_{k1ftmin}$ (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 7 di
30

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ft \max}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$
$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti della utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione C_{max} ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mW risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left(\frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove ΔT è 50 o 70 °C e $\alpha = 0.004$ a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se f è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 8 di
30

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$
$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$
$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze R_{dcN} e R_{dcPE} vengono calcolate come la R_{dc} .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$
$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$
$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in mW:

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$
$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$
$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$
$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$
$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$
$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mW) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 9 di
30

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase I_{kmax} , fase neutro I_{k1Nmax} , fase terra $I_{k1PEmax}$ e bifase I_{k2max} espresse in kA:

$$I_{kmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{kmin}}$$
$$I_{k1Nmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1Nmin}}$$
$$I_{k1PEmax} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PEmin}}$$
$$I_{k2max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{kmin}}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{kmax}$$
$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1Nmax}$$
$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PEmax}$$
$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2max}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \cdot \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto, I_p può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente $k = 1.8$ che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione C_{min} , che può essere 0.95 se $C_{max} = 1.05$, oppure 0.90 se $C_{max} = 1.10$ (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore C_{min} è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 10 di
30

HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$\begin{aligned}R_{d \max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0N \max} &= R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0PE \max} &= R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)\end{aligned}$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase I_{k1min} e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}} \\I_{k1N \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}} \\I_{k1PE \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}} \\I_{k2 \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}\end{aligned}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d l'impedenza diretta della rete, con Z_i l'impedenza inversa, e con Z_0 l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito, Z_0 corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

Guasti monofasi a terra linee MT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

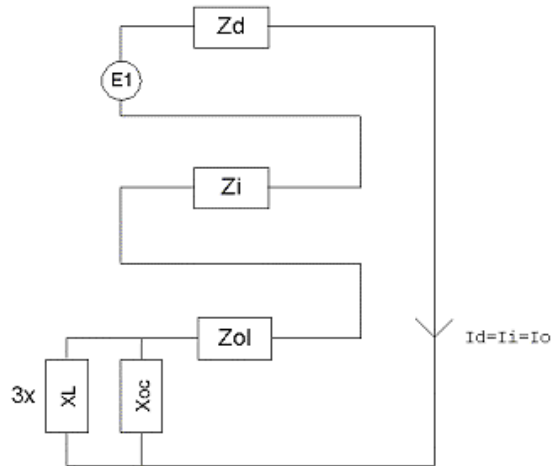
Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 11 di
30

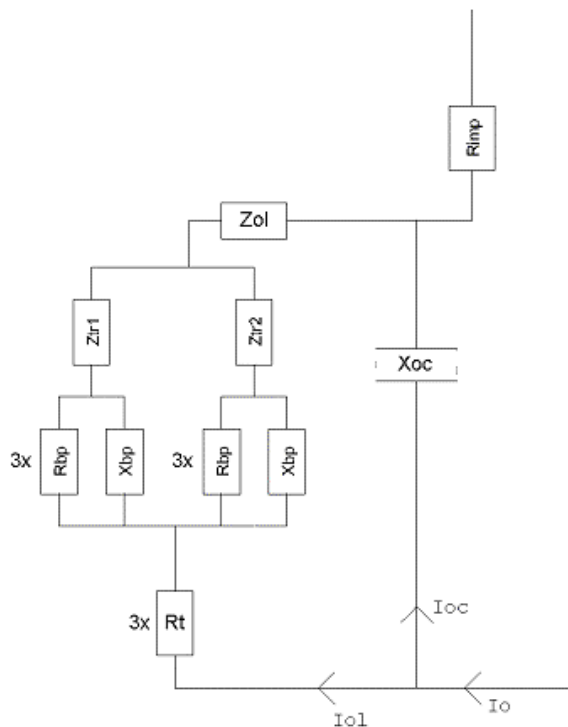
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- Z_{ol} : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- Z_{tr} : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- Z_{bpet} : $(R_{bp}+jX_{bp})$ impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- R_t : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- R_{imp} : resistenza per guasto a terra non franco;
- X_{oc} : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di X_{oc} è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 12 di
30

Per calcolare con buona approssimazione la X_{oc} , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove I_g è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea L1 ed in cavo L2 della rete in media. V_{kv} è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per X_{oc} si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con $l1$ e $l2$ espresse in metri, X_{oc} espressa in mohm, $f_0 = 50$ Hz e f la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare I_o , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la I_o va ripartita in due correnti: I_{oc} per la X_{oc} , l'altra (I_{ol}) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_{ol} viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La I_{oc} , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente I_{oc} e I_{ol} in quanto esisterebbe una terza componente nella I_o che si richiude attraverso questi elementi.

Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale della utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza $I_{km max}$;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ($I_{mag max}$).

Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 13 di
30

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{ccmax}^3 I_{inters max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc max}^3 I_{inters max}$.

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti $K^2 S^2$ e la I_z dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

Riferimenti normativi

Norme di riferimento per la Bassa tensione:

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 Ia Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 14 di
30

- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

Norme di riferimento per la Media tensione

- 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 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 I Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 15 di
30




IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 16 di
30

2. REPORT DI CALCOLO CAMPO FOTOVOLTAICO

Nelle pagine seguenti è riportata la verifica PVSyst in merito alla produzione fotovoltaica:



Project: Maniago
Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PVSyst V7.2.21
VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Campagna Italy	Latitude 46.14 °N Longitude 12.75 °E Altitude 224 m Time zone UTC+1	Albedo 0.20
Meteo data Case Filippuzzi PVGIS-SARAH2 - 2020		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking	Near Shadings
Simulation for year no 1		No Shadings
PV Field Orientation Orientation Tracking horizontal axis	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	
System information PV Array Nb. of modules 135744 units Pnom total 84.16 MWp	Inverters Nb. of units 30 units Pnom total 75.00 MWac Pnom ratio 1.122	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	133.5 GWh/year	Specific production	1587 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	92.01 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	11
Loss diagram	12
Special graphs	13
Aging Tool	14



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
 Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 10 units
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	Unlimited trackers
Models used		Sizes	
Transposition	Perez	Tracker Spacing	8.25 m
Diffuse	Imported DHI	Collector width	4.53 m
Circumsolar	separate	Ground Cov. Ratio (GCR)	54.9 %
		Left inactive band	0.02 m
		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 60.0 °
		Backtracking strategy	
		Phi limits	+/- 56.3 °
		Backtracking pitch	8.25 m
		Backtracking width	4.53 m
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)
Bifacial system			
Model	2D Calculation unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	8.25 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	4.57 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	55.4 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Suntech	Manufacturer	Siemens
Model	STP620S-C78/Nmh+	Model	Sinacon PV2500
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	620 Wp	Unit Nom. Power	2500 kWac
Number of PV modules	135744 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	84.16 MWp	Total power	75000 kWac
Array #1 - Sub-array 1			
Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series	Operating voltage	1006-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.11
Pmpp	2581 kWp		
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 18 di
30



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PV Array Characteristics

Array #2 - Sub-array 2

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #3 - Sub-array 3

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #4 - Sub-array 4

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #5 - Sub-array 5

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #6 - Sub-array 6

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #7 - Sub-array 7

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 19 di
30



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PV Array Characteristics

Array #8 - Sub-array 8

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #9 - Sub-array 9

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #10 - Sub-array 10

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #11 - Sub-array 11

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #12 - Sub-array 12

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #13 - Sub-array 13

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 20 di
30



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PV Array Characteristics

Array #14 - Sub-array 14

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

Array #15 - Sub-array 15

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

Array #16 - Sub-array 16

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

Array #17 - Sub-array 17

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

Array #18 - Sub-array #18

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #19 - Sub-array #19

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 21 di
30



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PV Array Characteristics

Array #20 - Sub-array #20

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #21 - Sub-array #21

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #22 - Sub-array #22

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

Array #23 - Sub-array #23

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #24 - Sub-array #24

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #25 - Sub-array #25

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
 Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PV Array Characteristics

Array #26 - Sub-array #26

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWAc
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #27 - Sub-array #27

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWAc
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #28 - Sub-array #28

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWAc
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #29 - Sub-array #29

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWAc
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Array #30 - Sub-array #30

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWAc
Modules	188 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

Total PV power

Nominal (STC)	84161 kWp
Total	135744 modules
Module area	375752 m ²

Total inverter power

Total power	75000 kWAc
Number of inverters	30 units
Phom ratio	1.12



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
 Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Array losses

Thermal Loss factor		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-1.3 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Uc (const)	20.0 W/m²K							
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	1					
		Loss factor	0.4 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.4 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, 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

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.21 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Sub-array 1		Array #2 - Sub-array 2	
Global array res.	6.5 mΩ	Global array res.	6.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Sub-array 3		Array #4 - Sub-array 4	
Global array res.	6.5 mΩ	Global array res.	6.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #5 - Sub-array 5		Array #6 - Sub-array 6	
Global array res.	6.5 mΩ	Global array res.	6.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #7 - Sub-array 7		Array #8 - Sub-array 8	
Global array res.	6.5 mΩ	Global array res.	6.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #9 - Sub-array 9		Array #10 - Sub-array 10	
Global array res.	6.5 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #11 - Sub-array 11		Array #12 - Sub-array 12	
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.4 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #13 - Sub-array 13		Array #14 - Sub-array 14	
Global array res.	6.4 mΩ	Global array res.	6.0 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #15 - Sub-array 15		Array #16 - Sub-array 16	
Global array res.	6.0 mΩ	Global array res.	6.0 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #17 - Sub-array 17		Array #18 - Sub-array #18	
Global array res.	6.0 mΩ	Global array res.	6.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #19 - Sub-array #19		Array #20 - Sub-array #20	
Global array res.	6.5 mΩ	Global array res.	6.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 24 di
30



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

DC wiring losses

Array #21 - Sub-array #21

Global array res. 6.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #23 - Sub-array #23

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #25 - Sub-array #25

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #27 - Sub-array #27

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #29 - Sub-array #29

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #22 - Sub-array #22

Global array res. 6.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #24 - Sub-array #24

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #26 - Sub-array #26

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #28 - Sub-array #28

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #30 - Sub-array #30

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
 Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.2.21
 VC2, Simulation date:
 25/11/22 14:45
 with v7.2.21

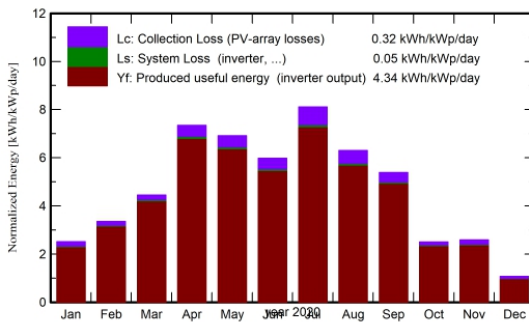
Project: Maniago
 Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale
 Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Main results

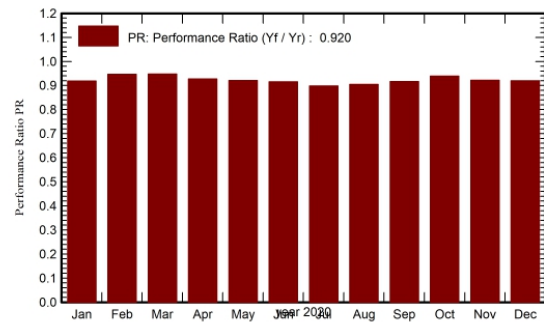
System Production

Produced Energy 133.5 GWh/year Specific production 1587 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 92.01 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
Jan. 20	57.4	17.97	1.41	78.0	70.7	6.10	6.03	0.919
Feb. 20	75.1	25.70	3.33	97.1	91.4	7.83	7.74	0.947
Mar. 20	110.5	45.29	4.75	138.0	131.8	11.14	11.01	0.947
Apr. 20	173.0	55.15	10.25	220.4	213.4	17.41	17.20	0.927
May 20	174.4	77.53	13.23	214.6	206.8	16.85	16.64	0.921
June 20	152.6	77.12	15.95	179.3	172.1	13.99	13.82	0.916
July 20	203.7	71.19	18.86	251.5	243.9	19.26	19.02	0.898
Aug. 20	160.5	68.64	19.68	195.3	188.6	15.06	14.88	0.905
Sep. 20	128.0	49.41	15.87	161.7	155.2	12.63	12.48	0.917
Oct. 20	64.9	37.05	9.40	77.6	72.7	6.21	6.14	0.939
Nov. 20	59.2	21.63	5.40	77.6	71.1	6.09	6.02	0.922
Dec. 20	27.2	15.32	0.58	33.2	29.7	2.61	2.57	0.919
Year	1386.5	562.03	9.90	1724.4	1647.3	135.18	133.54	0.920

Legends

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



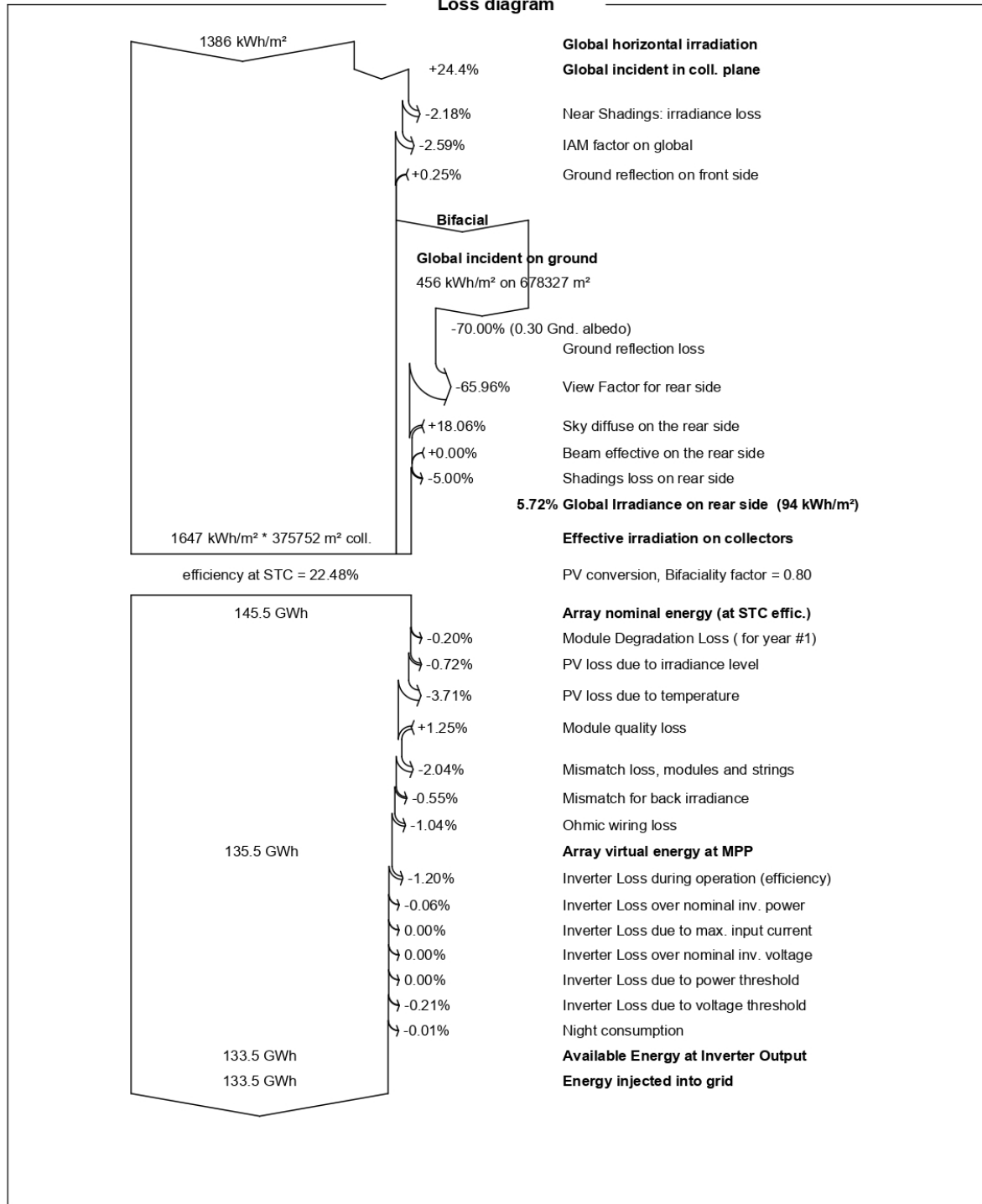
IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.2.21
VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago
Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Loss diagram





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO

Pag 27 di
30



PVsyst V7.2.21
VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

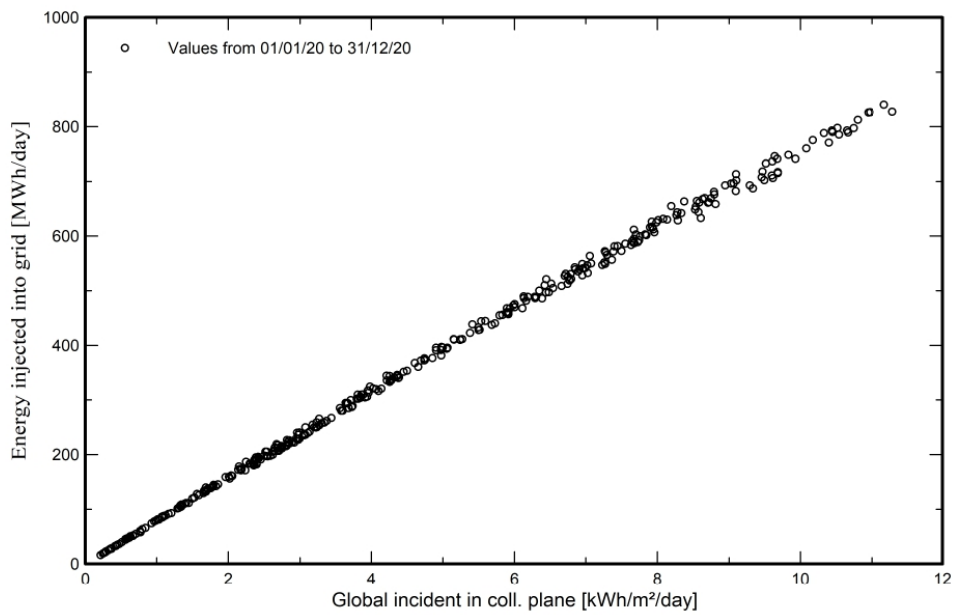
Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

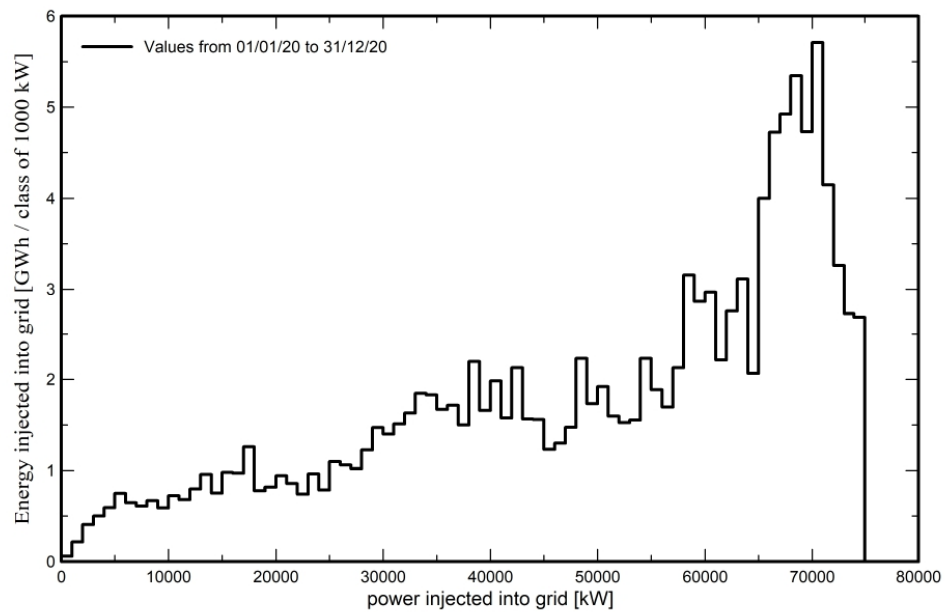
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp
Comune di Maniago
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

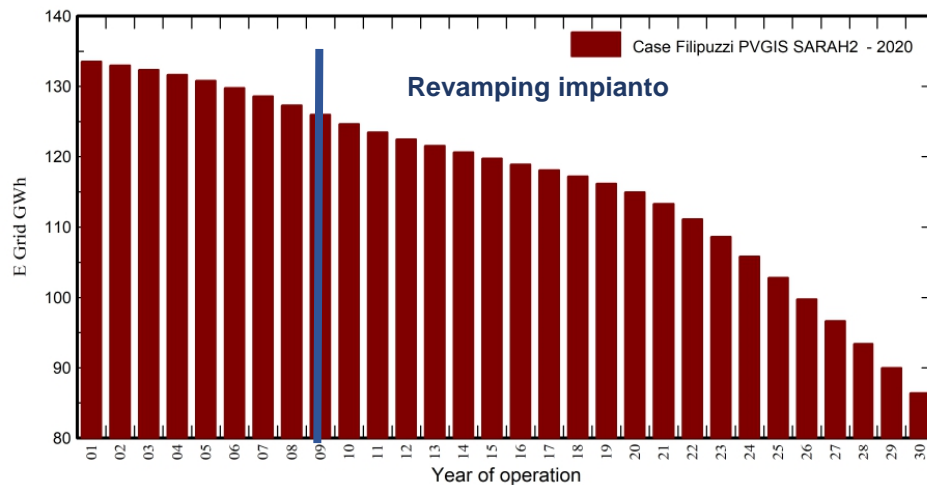
Meteo used in the simulation

#1 Case Filipuzzi PVGIS SARA2

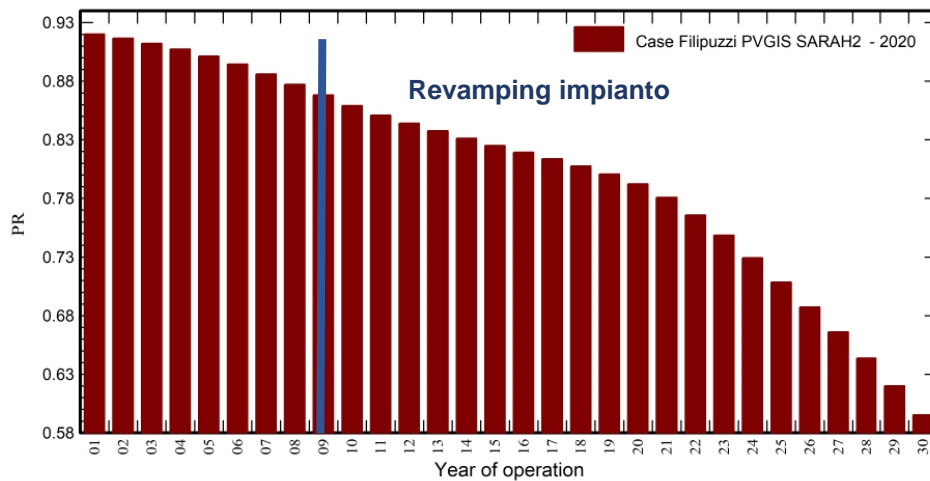
Years 2020

Years simulated 1-30

Energy injected into grid



Performance Ratio





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**
Comune di Maniago
**VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E
VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO**



PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:
25/11/22 14:45
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 30 years

Module average degradation

Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

Meteo used in the simulation

#1 Case Filipuzzi PVGIS SARA H2

Years 2020

Years simulated 1-30

Case Filipuzzi PVGIS SARA H2

Year	E Grid GWh	PR	PR loss %
1	133.5	0.92	0%
2	133.0	0.917	-0.4%
3	132.4	0.912	-0.9%
4	131.7	0.907	-1.4%
5	130.8	0.901	-2%
6	129.8	0.894	-2.8%
7	128.6	0.886	-3.7%
8	127.3	0.877	-4.7%
9	126.0	0.868	-5.7%
10	124.7	0.859	-6.6%
11	123.5	0.851	-7.5%
12	122.5	0.844	-8.4%
13	121.5	0.838	-9.3%
14	120.6	0.831	-9.7%
15	119.7	0.825	-10.3%
16	118.9	0.819	-11%
17	118.1	0.814	-11.6%
18	117.2	0.808	-12.2%
19	116.2	0.801	-13%
20	115.0	0.792	-13.9%
21	113.3	0.781	-15.1%
22	111.1	0.766	-16.8%
23	108.6	0.748	-18.7%
24	105.9	0.729	-20.7%
25	102.8	0.709	-23%
26	99.75	0.687	-25.3%
27	96.66	0.666	-27.6%
28	93.40	0.644	-30.1%
29	89.99	0.62	-32.6%
30	86.40	0.595	-35.3%

Revamping impianto