

COMUNE DI ALESSANDRIA



Città di Alessandria

PROVINCIA DI ALESSANDRIA



PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 15,24 MWp

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'art. 23 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Località C. Maddalena - Comune di Alessandria Foglio 122 Mappali 10,13, 24, 56	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC17 - Relazione tecnica impianti elettrici e valutazione produzione impianto	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 02/11/2021		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY THREE S.R.L. 39100 Bolzano - Via Sebastian Altmann 9 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Manuela Laddaga Arch. Rosalba Teodoro 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	

Indice

1. RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI MEDIA TENSIONE - METODOLOGIA	2
2. CALCOLO IMPIANTO MT CAMPO 1	15
3. CALCOLO IMPIANTO MT CAMPO 2	18
4. CALCOLO IMPIANTO MT CAMPO 3	21
5. REPORT DI CALCOLO CAMPO FOTOVOLTAICO	24
Parametri generali	24
Caratteristiche campi FV	25
Inverter	25
Fattori di perdita campo FV	26
Risultati principali di simulazione.....	27
Diagramma perdite	28
CO2 Balance	29
Diagrammi funzionamento	30

Software utilizzati:

- Impianti elettrici: Electrographics Ampère 2020
- Impianti fotovoltaici: PVSYST V6.86

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 conduttura in modo da verificare le condizioni:

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

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 conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura 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 conduttura 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 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
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:

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

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

espresse 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 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.

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

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:

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

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

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 DT 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:

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

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:

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

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase $I_{k \max}$, fase neutro $I_{k1N \max}$, fase terra $I_{k1PE \max}$ e bifase $I_{k2 \max}$ espresse in kA:

$$I_{k \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}}$$

$$I_{k1N \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}}$$

$$I_{k1PE \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}}$$

$$I_{k2 \max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}$$

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

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

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

dove:

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

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
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:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE \max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

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:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$

$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$

$$I_{k1PE \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}}$$

$$I_{k2 \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con Z_d la 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.

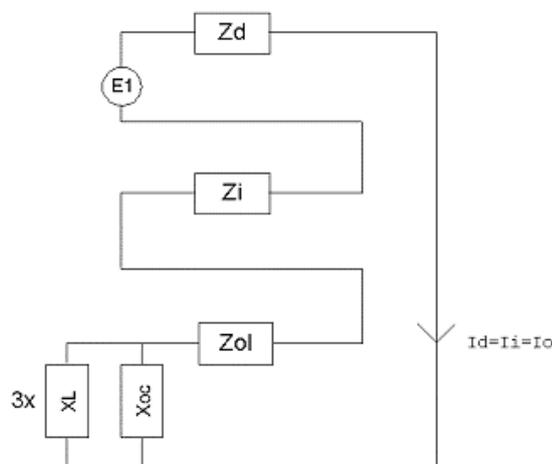
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

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.

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

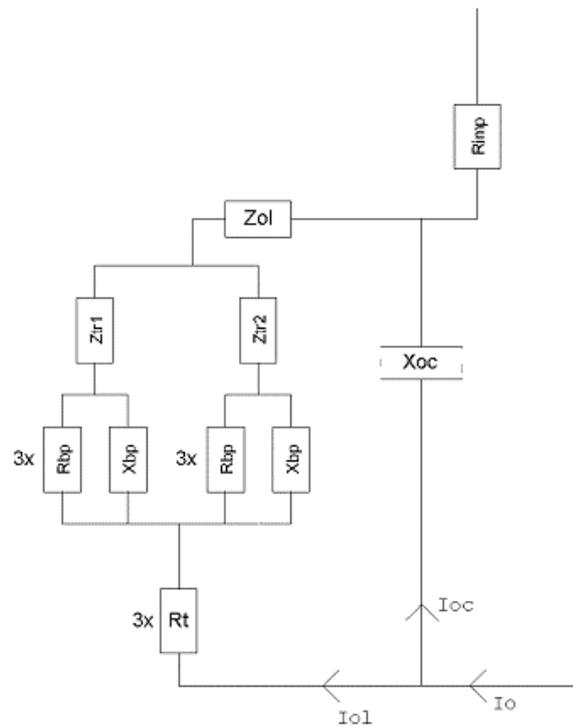


Con Z_d e Z_i si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

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

- Z_{0l} : 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.

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_o) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la I_o 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).

 CITTÀ DI ALESSANDRIA	PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 15,24 MWp località C. Maddalena - Comune di Alessandria VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE RELAZIONE CALCOLO IMP. ELETTRICI E FOTOVOLTAICI	Pag 12 di 30
----------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------

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 loc e lol in quanto esisterebbe una terza componente nella lo 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.

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:
 - $I_{cc\ min}^3 I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{cc\ max}^3 I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{cc\ min}^3 I_{inters\ min}$.
- 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 I 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 I Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- 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 a Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

2. CALCOLO IMPIANTO MT CAMPO 1

Stato utenze

Data: 21/03/2020

Responsabile:

Utenza

+Z.Q CONSEGNA-U1

Coord. Ib <= Ins <= Iz [A]

Fase	Ib	<=	Ins	<=	Iz	1) Utenza +Z.Q CONSEGNA-U1: Ins = 189 [A] (sgancio protezione termica)
	169,356		189		189	

Verifica contatti indiretti

Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.

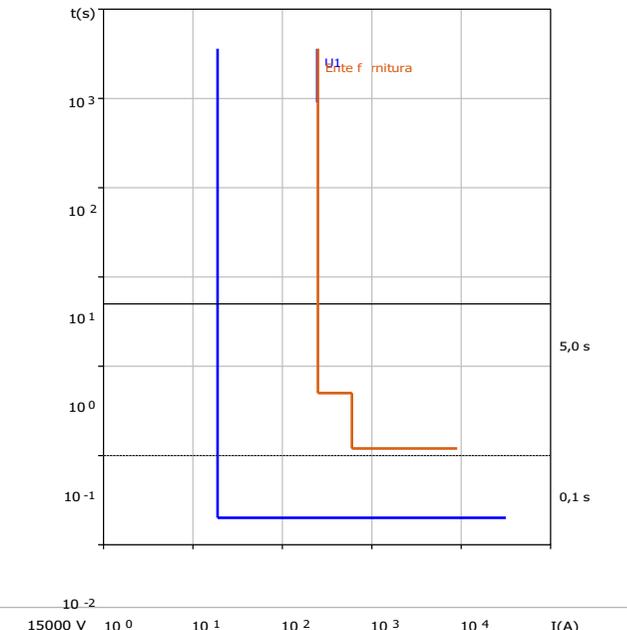
Potere di interruzione [kA]		Sg. mag. <= Imagmax [A]	
A transitorio inizio linea	Verificato	Sg. mag.	Verificato
PdI >= Ikmax 31,5	/_Ikmax [°]	<	Imagmax
26,967	-63,435	18,9	2695,909

Cavo		K²S²>I²t [A²s]	
Designazione	ARE4H1R 18/30 kV	Verificato	
Formazione	3x(1x50)	K²S² conduttore fase	
Temperatura cavo a Ib [°C]	30 <= 78 <= 90	2,116*10 7	
Temperatura cavo a In [°C]	30 <= 90 <= 90		

Caduta di tensione [%]		Correnti di guasto [kA]			
Tensione nominale [V]	15000	A regime fondo linea, Picco a inizio linea			
Cdt (Ib)	CdtT (Ib)	Max	Min	Picco	
3,194	3,194	5,372	3,113	24,692	
	4	Bifase	4,653	2,696	21,384
Cdt (In)	CdtT (In)	Bifase-PE	6,879	3,919	24,212
3,565	3,565	Fase-PE	6,582	3,312	66,587
		A transitorio fondo linea			
		Ikmax	/_Ikmax [°]		
		6,879	11,053		

Protezione

ABB - VD4/W 17-31.5kA - 630 A
ABB - REF542 plus - VI 240

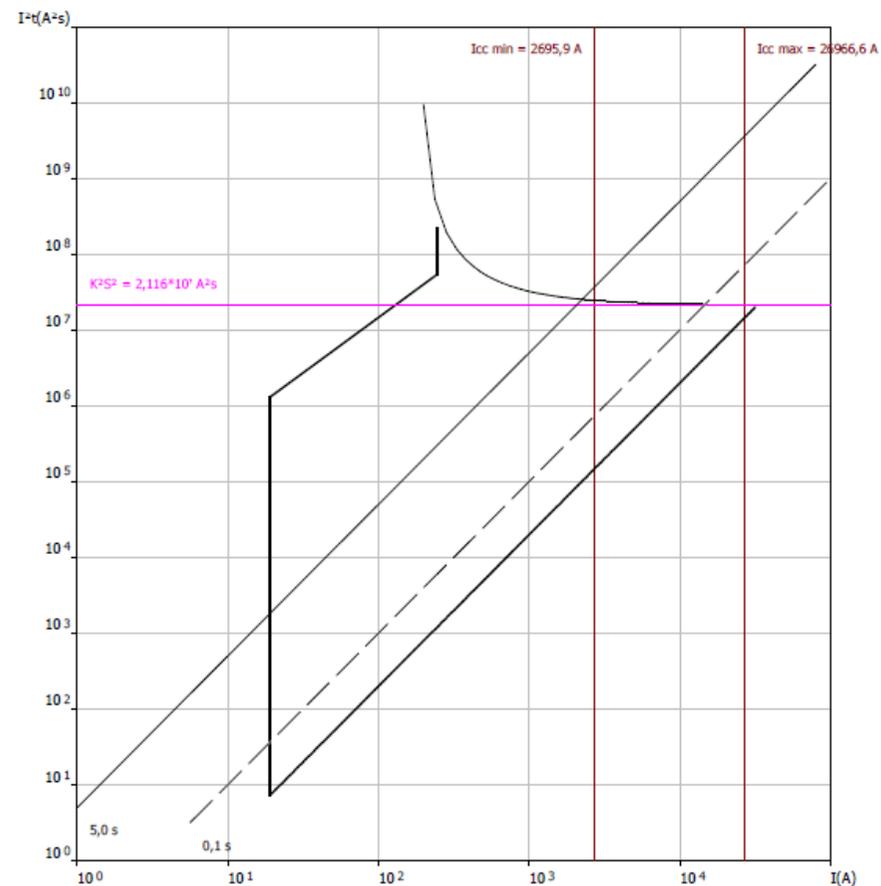


Verifica a c.to c.to Fase

Data: 21/03/2020

Responsabile:

Utenza:	U1
Zona:	Z
Quadro:	Q CONSEGNA
Tensione nominale utenza:	15000 V
Costruttore:	ABB
Sigla protezione:	VD4/W 17-31.5kA
Tipo protezione:	50-51-51N-67N
Corrente nominale:	189 A
Sigla sganciatore:	REF542 plus - VI 240
Formazione del cavo:	3x(1x50)
K ² S ² conduttori F:	2,116e+7 A ² s



Protezioni e cavi

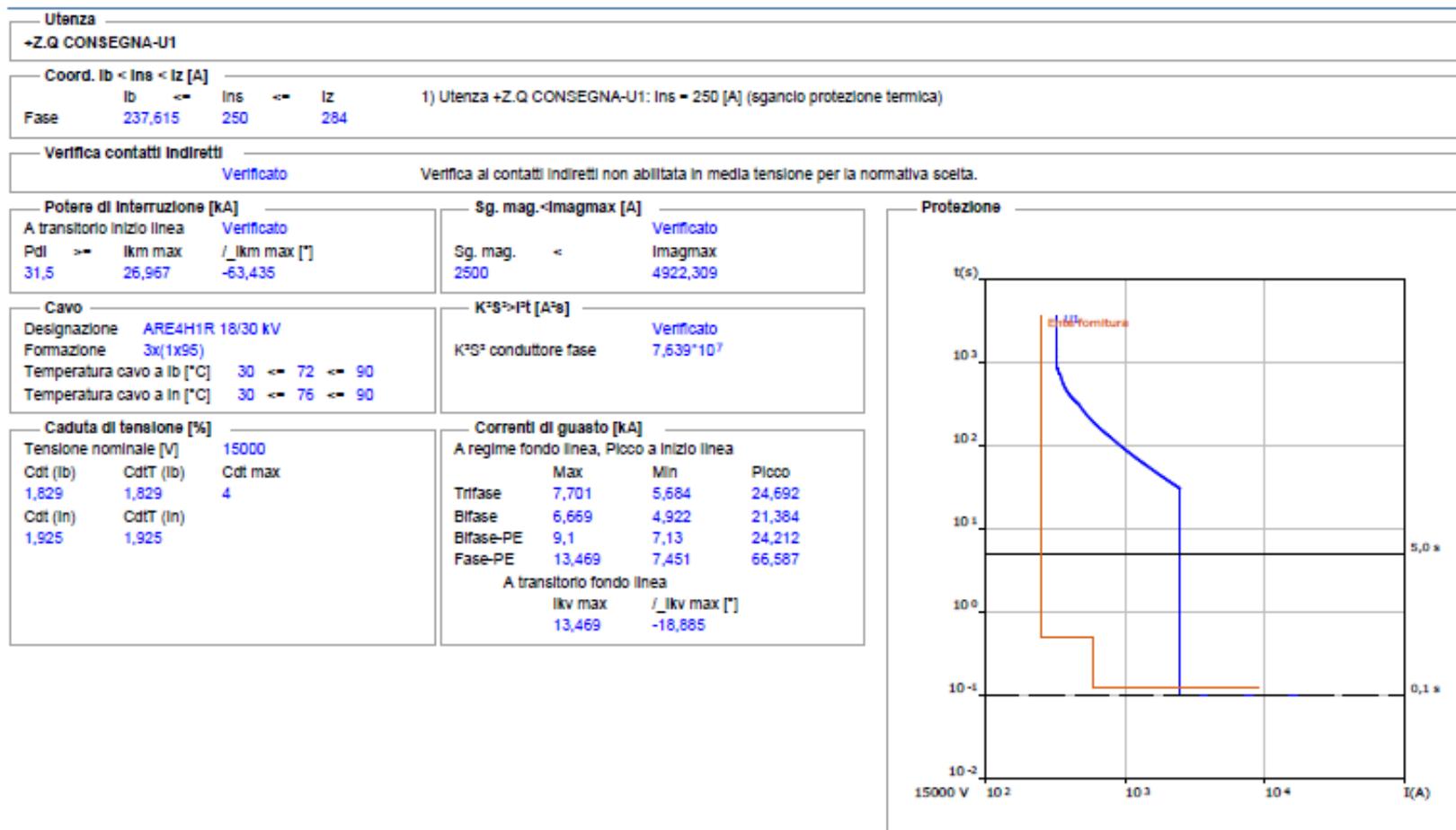
Desc. quadro	QUADRO CONSEGNA					Norma
Tipo involucro		Pot. diss. P		Frq. ing.	50 Hz	EN 61439-1
U1	ABB	50-51-51N-67N		31,5	189	
	VD4/W 17-31.5kA + REF542 plus - VI 240	3		CEI 17-1	18,9	
	189 A			31,5 >= 27 kA	9,45	CEI 11-17 (Media)
	ARE4H1R 18/30 kV	3x(1x50)	m 2083	XLPE	189	M - Cavi unipolari direttamente interrati con protezione meccanica (trifoglio)

3. CALCOLO IMPIANTO MT CAMPO 2

Stato utenze

Data: 21/03/2020

Responsabile:

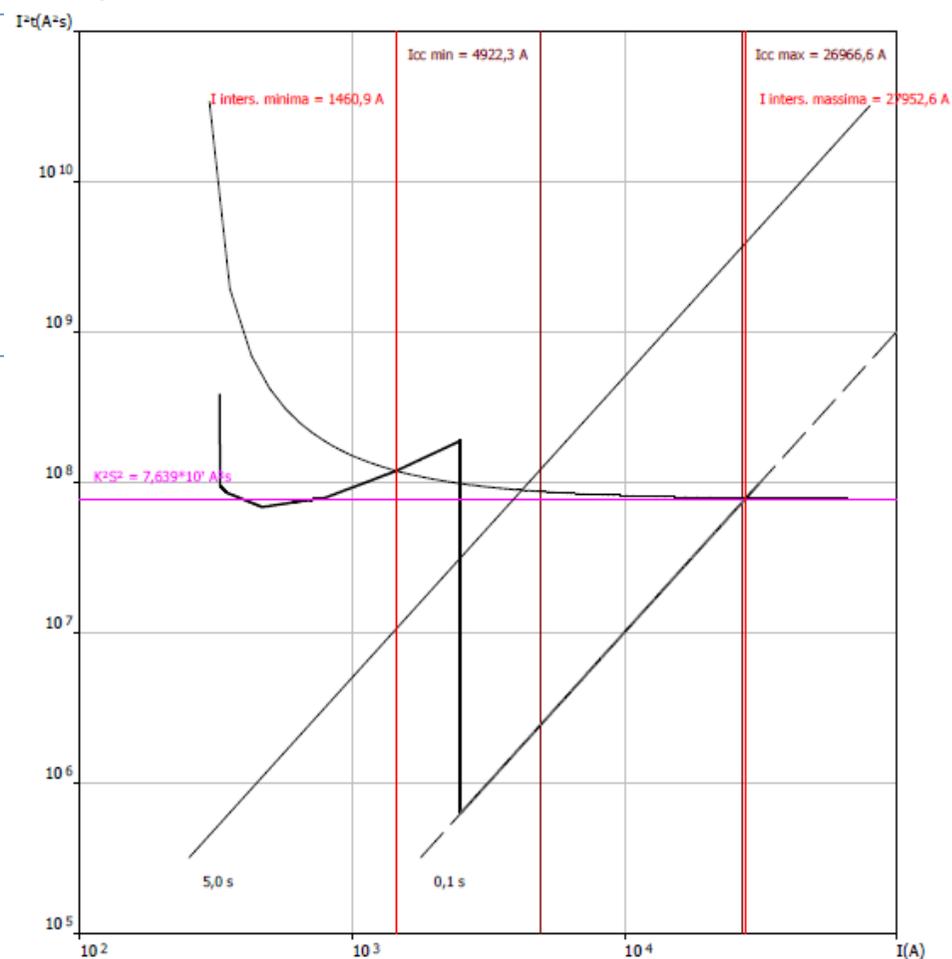


Verifica a c.to c.to Fase

Data: 21/03/2020

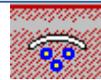
Responsabile:

Utenza:	U1
Zona:	Z
Quadro:	Q CONSEGNA
Tensione nominale utenza:	15000 V
Costruttore:	ABB
Sigla protezione:	VD4/W 17-31.5kA
Tipo protezione:	50-51-51N-67N
Corrente nominale:	250 A
Sigla sganciatore:	REF542 plus - VI 240
Formazione del cavo:	3x(1x95)
K^2S^2 conduttori F:	7,639e+7 A ² s



Protezioni e cavi

Z Q CONSEGNA

Desc. quadro	QUADRO CONSEGNA					Norma
						EN 61439-1
Tipo involucro				Frq. ing.	50 Hz	
U1	ABB	50-51-51N-67N		31,5	250	
	VD4/W 17-31.5kA + REF542 plus - VI 240	3		CEI 17-1	2500	
	250 A			31,5 >= 27 kA	12,5	CEI 11-17 (Media)
	ARE4H1R 18/30 kV	3x(1x95)	m 1573	XLPE	284	M - Cavi unipolari direttamente interrati con protezione meccanica (trifoglio)

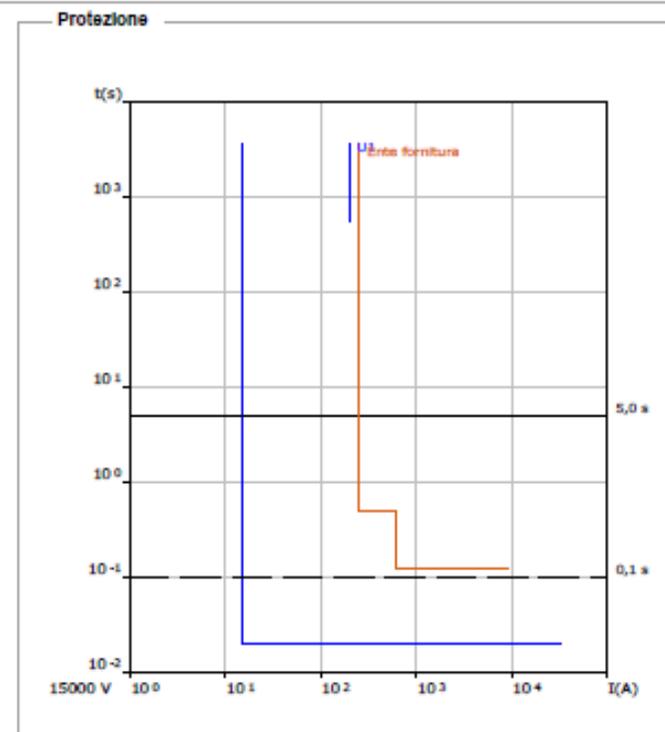
4. CALCOLO IMPIANTO MT CAMPO 3

Stato utenze

Data: 21/03/2020

Responsabile:

Utenza +Z.Q CONSEGNA-U1																						
Coord. Ib < Ins < Iz [A] Fase Ib <= Ins <= Iz 1) Utenza +Z.Q CONSEGNA-U1: Ins = 150 [A] (sgancio protezione termica)																						
Verifica contatti indiretti Verificato Verifica ai contatti indiretti non abilitata in media tensione per la normativa scelta.																						
Potere di Interruzione [kA] A transitorio inizio linea Verificato Pdi >= Ikm max /_Ikm max [°] 31,5 26,967 -63,435		Sg. mag. <Iimagmax [A] Sg. mag. < Iimagmax 15 2695,909																				
Cavo Designazione ARE4H1R 12/20 kV Formazione 3x(1x50) Temperatura cavo a Ib [°C] 30 <= 50 <= 90 Temperatura cavo a In [°C] 30 <= 69 <= 90		K²S²>I²t [A²s] K²S² conduttore fase Verificato 2,116*10⁷																				
Caduta di tensione [%] Tensione nominale [V] 15000 Cdt (Ib) CdtT (Ib) Cdt max 1,996 1,996 4 Cdt (In) CdtT (In) 2,829 2,829		Correnti di guasto [kA] A regime fondo linea, Picco a inizio linea <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Max</th> <th>Min</th> <th>Picco</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trifase</td> <td>5,372</td> <td>3,113</td> <td>24,692</td> </tr> <tr> <td>Bifase</td> <td>4,653</td> <td>2,696</td> <td>21,384</td> </tr> <tr> <td>Bifase-PE</td> <td>6,879</td> <td>3,919</td> <td>24,212</td> </tr> <tr> <td>Fase-PE</td> <td>6,582</td> <td>3,312</td> <td>66,587</td> </tr> </tbody> </table> A transitorio fondo linea Ikv max /_Ikv max [°] 6,879 11,053		Max	Min	Picco	Trifase	5,372	3,113	24,692	Bifase	4,653	2,696	21,384	Bifase-PE	6,879	3,919	24,212	Fase-PE	6,582	3,312	66,587
	Max	Min	Picco																			
Trifase	5,372	3,113	24,692																			
Bifase	4,653	2,696	21,384																			
Bifase-PE	6,879	3,919	24,212																			
Fase-PE	6,582	3,312	66,587																			





CITTÀ DI ALESSANDRIA

**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO
FOTOVOLTAICO DA 15,24 MWp**
località C. Maddalena - Comune di Alessandria
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
RELAZIONE CALCOLO IMP. ELETTRICI E FOTOVOLTAICI

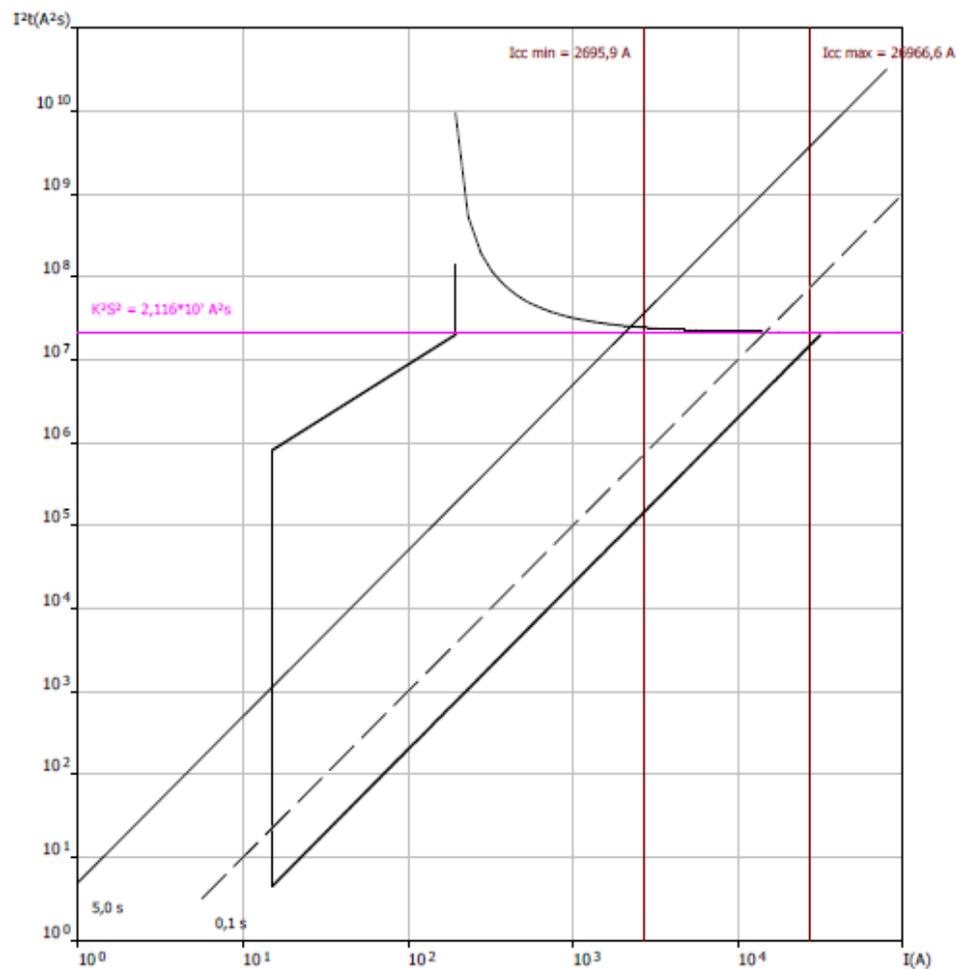
Pag 22 di
30

Verifica a c.to c.to Fase

Data: 21/03/2020

Responsabile:

Utenza:	U1
Zona:	Z
Quadro:	Q CONSEGNA
Tensione nominale utenza:	15000 V
Costruttore:	ABB
Sigla protezione:	VD4/W 17-31.5kA
Tipo protezione:	50-51-51N-67N
Corrente nominale:	150 A
Sigla sganciatore:	REF542 plus - NI 240
Formazione del cavo:	3x(1x50)
K^2S^2 conduttori F:	$2,116e+7 A^2s$



Protezioni e cavi

Z Q CONSEGNA

Desc. quadro	QUADRO CONSEGNA					Norma
Matricola						EN 61439-1
Tipo involucro		Pot. diss. P		Frq. ing.	50 Hz	
U1	ABB	50-51-51N-67N		31,5	150	
	VD4/W 17-31.5kA + REF542 plus - NI 240	3		CEI 17-1	15	
	150 A			31,5 >= 27 kA	7,5	CEI 11-17 (Media)
	ARE4H1R 12/20 kV	3x(1x50)	M 2013	XLPE	185	M - Cavi unipolari direttamente interrati con protezione meccanica (trifoglio)

5. REPORT DI CALCOLO CAMPO FOTOVOLTAICO

Software utilizzato PVSYST V6.86

Parametri generali

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

Progetto : Impianto Alessandria
Luogo geografico Zona Artigianale "D3" Paese Italia
Ubicazione Latitudine 44.89° N Longitudine 8.61° E
Ora definita come Ora legale Fuso orario TU+1 Altitudine 91 m
Albedo 0.20
Dati meteo: Zona Artigianale "D3" PVGIS api TMY - TMY

Variante di simulazione : VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
Data di simulazione 21/03/20 08h32

Parametri di simulazione Tipo di sistema Eliostati illimitati

Assi inseguimento orizzontali - Inseguitori illimitati con Azimut asse 0°
Limitazioni di rotazione Phi min. -60° Phi max. 60°
Tracking algorithm - Irradiance optimization
Configurazione inseguitori Eliostati illimitati
Distanza eliostati 5.50 m Larghezza collettori 2.00 m
Banda inattiva Sinistra 0.02 m Destra 0.02 m
Angoli limite ombreggiamento Limiti phi +/- 6 Fattore di occupazione (GCR) 36.4 %
Modelli utilizzati Trasposizione Perez Diffuso Importato
Orizzonte Orizzonte libero
Ombre vicine Senza ombre
Bisogni dell'utente : Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campi FV

(3 sottocampi definiti – CAMPO 1 -CAMPO 2 -CAMPO 3)

Modulo FV Si-mono Modello JKM460M-7RL3-V
PVsyst database originale Costruttore: Jinko Solar

Sottocampo "**Sottocampo #1**"

Numero di moduli FV In serie 17 moduli In parallelo 554 stringhe
Numero totale di moduli FV N. di moduli 9420 Potenza nom. unit. 460 Wp
Potenza globale campo Nominale (STC) 4333 kWp In cond. di funz. 4467 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C) U mpp 626 V I mpp 7138 A

Sottocampo "**Sottocampo #2**"

Numero di moduli FV In serie 20 moduli In parallelo 810 stringhe
Numero totale di moduli FV N. di moduli 16180 Potenza nom. unit. 460 Wp
Potenza globale campo Nominale (STC) 7443 kWp In cond. di funz. 6550 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C) U mpp 736 V I mpp 8895 A

Sottocampo "**Sottocampo #3**"

Numero di moduli FV In serie 26 moduli In parallelo 290 stringhe
Numero totale di moduli FV N. di moduli 7540 Potenza nom. unit. 460 Wp
Potenza globale campo Nominale (STC) 3468 kWp In cond. di funz. 3011 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C) U mpp 957 V I mpp 3146 A

Totale **Potenza globale campi Nominale** (STC) 15244 kWp Totale **33140** moduli
Superficie modulo 75181 m² Superficie cella 69701 m²

Inverter

Sottocampo "**Sottocampo #1**" : Inverter Modello Sunny Central 2200
PVsyst database originale Costruttore SMA
Caratteristiche Tensione di funzionamento 570-950 V Potenza nom. unit. 2200 kWac
Gruppo di inverter N. di inverter 2 unità Potenza totale 4400 kWac
Rapporto Pnom 1.12

Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione

Sottocampo "**Sottocampo #2**" : Inverter Modello Sunny Central 2200
PVsyst database originale Costruttore SMA
Caratteristiche Tensione di funzionamento 570-950 V Potenza nom. unit. 2200 kWac
Gruppo di inverter N. di inverter 3 unità Potenza totale 6600 kWac
Rapporto Pnom 1.09

Sottocampo "**Sottocampo #3**" : Inverter Modello Sunny Central 2750-EV
PVsyst database originale Costruttore SMA
Caratteristiche Tensione di funzionamento 875-1425 V Potenza nom. unit. 2750 kWac
Gruppo di inverter N. di inverter 1 unità Potenza totale 2750 kWac
Rapporto Pnom 1.21
Totale N. di inverter 6 Potenza totale 13750 kWac

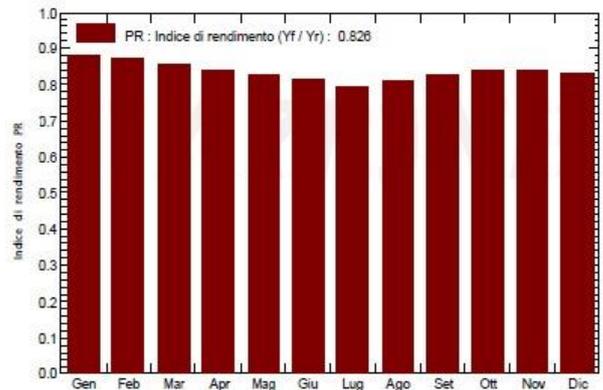
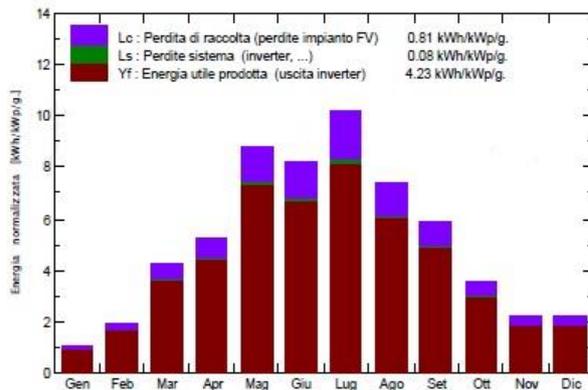
Fattori di perdita campo FV

Fatt. di perdita termica	Uc (cost)	20.0 W/m ² K	Uv (vento)	0.0 W/m ² K / m/s				
Perdita ohmica di cablaggio								
Campo#1	1.5 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC					
Campo#2	1.4 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC					
Campo#3	5.1 mOhm	Fraz. perdite	1.5 % a STC					
Globale	Fraz. perdite	1.5 % a STC						
Perdita di qualità moduli	Fraz. perdite	-0.4 %						
Perdite per "mismatch" moduli	Fraz. perdite	1.0 % a MPP						
Perdita disadattamento Stringhe	Fraz. perdite	0.10 %						
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente								
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Risultati principali di simulazione

Produzione sistema Energia prodotta **23.852** MWh/anno Prod. spec. **1543** kWh/kWp/anno
Indice di rendimento PR **82.61** %

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 15455 kWp Indice di rendimento PR



Progetto definitivo

Bilanci e risultati principali

GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	Glob	Eff	EArray	E_Grid	PR
kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	
Gennaio	28.2	24.41	2.20	33.4	29.9	467	454	0.880
Febbraio	42.5	29.29	4.44	54.9	49.7	758	741	0.873
Marzo	95.2	48.61	8.30	132.2	120.6	1788	1754	0.858
Aprile	118.2	53.45	13.33	157.3	147.0	2090	2050	0.843
Maggio	203.1	74.02	17.20	273.3	257.3	3562	3496	0.828
Giugno	189.6	72.88	21.75	246.3	233.5	3166	3109	0.816
Luglio	231.3	68.77	25.15	317.6	299.9	3984	3913	0.797
Agosto	170.3	72.16	23.12	230.1	215.0	2944	2892	0.813
Settembre	129.6	52.47	20.47	177.8	165.2	2309	2267	0.825
Ottobre	78.4	37.87	16.45	110.4	100.2	1459	1431	0.839
Novembre	44.7	23.48	9.36	65.7	57.7	873	855	0.841
Dicembre	42.9	18.96	5.66	69.1	58.9	908	890	0.833
Anno	1374.0	576.37	14.01	1868.1	1734.9	24308	23852	0.826

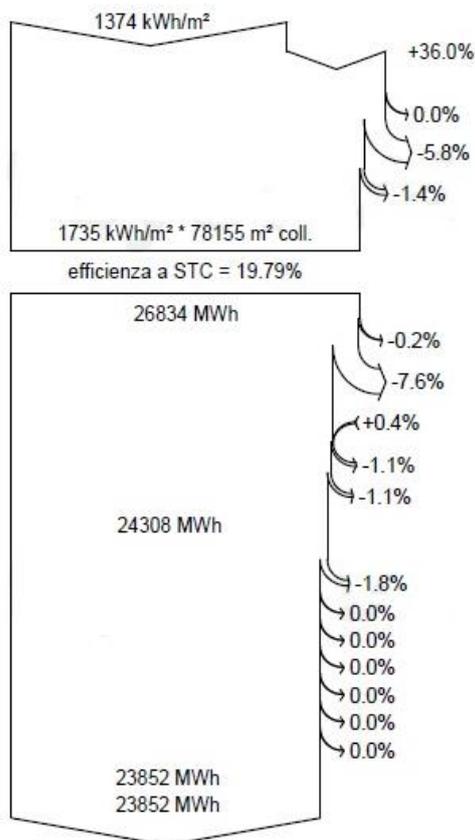
Legenda:

GlobHor Irraggiamento orizz. globale GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre
DiffHor Irraggiamento diffuso orizz. EArray Energia effettiva in uscita campo
T_Amb T amb. E_Grid Energia iniettata nella rete
GlobIncGlobale incidente piano coll. PR Indice di rendimento

Diagramma perdite

Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Eliostati illimitati
Orientamento campo FV	inclinazione	
Moduli FV	Modello JKM460M-7RL3-V	Pnom 460 Wp
Campo FV	Numero di moduli 33140	Pnom totale 15244 kWp
Inverter Modello	Sunny Central 2200	Pnom 2200 kW ac
Inverter Modello	Sunny Central 2750-EV	Pnom 2750 kW ac
Gruppo di inverter	Numero di unità 6.0	Pnom totale 13750 kW ac
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)	

Diagramma perdite sull'anno intero



Irraggiamento orizz. globale

Fattore IAM su globale
Irraggiamento effettivo su collettori
Conversione FV
Energia nominale campo (effic. a STC)
Perdita FV causa livello d'irraggiamento
Perdita FV causa temperatura
Perdita per qualità modulo
Perdita disadattamento moduli e stringhe
Perdite ohmiche di cablaggio
Energia virtuale impianto a MPPT

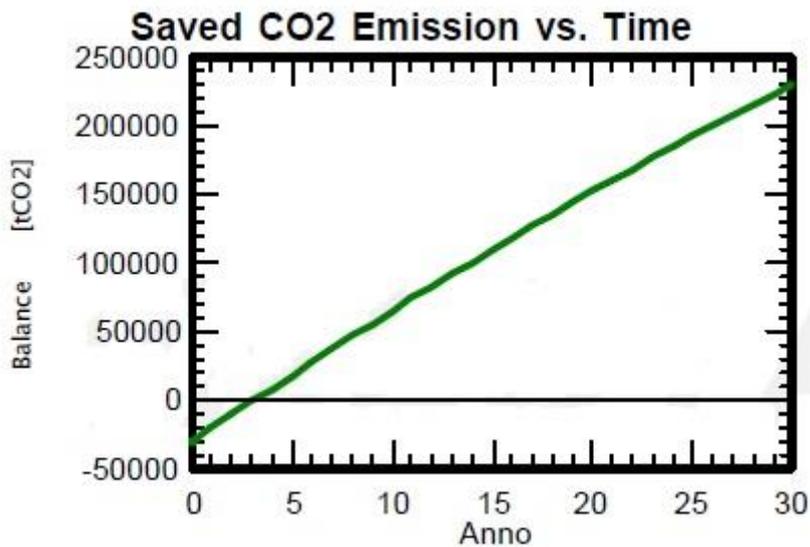
Perdita inverter in funzione (efficienza)
Perdita inverter per superamento Pmax
Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso
Perdita inverter per superamento Vmax
Perdita inverter per non raggiungimento Pmin
Perdita inverter per non raggiungimento Vmin
Consumi notturni
Energia in uscita inverter
Energia iniettata nella rete

CO2 Balance

Produced Emissions Total: 31426.08 tCO2
 Source: Detailed calculation from table below
 Replaced Emissions Total: 302677.3 tCO2
 System production: 23851.64 MWh/a Lifetime: 30 years
 Annual Degradation: 1.0 %
 Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO2/kWh
 Source: IEA List Country: Italy
 CO2 Emission Balance Total: 231196.5 tCO2

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	2.82 kgCO2/kg
Quantity	15455 kWp	1756300 kg
Subtotal [kgCO2]	26470841	4955242





Diagrammi funzionamento

