

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica

Dipartimento di Elettrotecnica



**ANALISI ELETTRO-TERMICA DI TIPO FEM DI
CONNETTORI PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI.**

Relatore: Prof. Sonia Leva

Correlatore: Dott. Alberto Dolara

Tesi di Laurea Specialistica di:
Luca Simontacchi
Matr. 735961

Anno Accademico 2009-2010

INDICE

INTRODUZIONE

CAPITOLO 1 La generazione di energia elettrica mediante celle fotovoltaiche

- 1.1 Il fotovoltaico
- 1.2 L'effetto fotovoltaico
- 1.3 La caratteristica V,I di una cella fotovoltaica
- 1.4 Le tecnologie adottate per la produzione di energia elettrica mediante celle FV
- 1.5 Collegamenti in serie e/o parallelo dei moduli e delle stringhe
- 1.6 Il fenomeno dell'ombreggiamento
- 1.7 Il fenomeno del mismatching di tensione
- 1.8 Protezione e "hot spot" dei moduli

CAPITOLO 2 Tipologie di impianti disconnessi dalla rete (stand alone) o connessi alla rete (grid-connected)

- 2.1 Sistemi fotovoltaici di tipo stand alone
 - 2.1.1 Gli accumulatori di carica
 - 2.1.2 L'inverter
- 2.2 Esempio di dimensionamento di un piccolo impianto Stand-alone
- 2.3 Descrizione e schemi tipici di impianti grid-connected

CAPITOLO 3 I connettori di potenza negli impianti FV

- 3.1 Generalità sui connettori di potenza
- 3.2 Sistemi di bloccaggio per evitare l'apertura dei connettori sotto carico
- 3.3 Il materiale plastico di rivestimento della parte attiva (conduttrice).
- 3.4 Il problema dell'arco elettrico dovuto alla disconnessione sotto carico
- 3.5 La crimpatura dei cavi al connettore
- 3.6 L'isolamento elettrico dei connettori immersi in acqua
- 3.7 Il test del dito di prova
- 3.8 I dati di targa caratteristici di un connettore
 - 3.8.1 La corrente nominale
 - 3.8.2 La sezione dei cavi crimpabili al connettore
- 3.9 I cavi speciali ad uso fotovoltaico
- 3.10 La resistenza elettrica di contatto e la resistenza elettrica totale
- 3.11 I materiali utilizzati per le parti di contatto elettrico
- 3.12 I connettori di potenza a giunti (T,X e Y)
 - 3.12.1 I giunti a Y
 - 3.12.2 I giunti a X
 - 3.12.3 I giunti a T

CAPITOLO 4 Analisi elettro-termica agli elementi finiti di tre connettori di potenza presenti sul mercato

- 4.1 Connettore di marca Multicontact MC4 provvisto di sistema di bloccaggio
 - 4.1.1 Definizione delle geometrie interessate all'analisi FEM per il connettore MC4
 - 4.1.2 Soluzioni e diagrammi dei risultati ottenuti con riferimento al regime stazionario
 - 4.1.2.1 Linee di flusso del campo di corrente J
 - 4.1.2.2 Conducibilità elettrica dei mezzi conduttivi
 - 4.1.2.3 Modulo della densità di corrente totale
 - 4.1.2.4 Calcolo della resistenza elettrica
 - 4.1.2.5 Potenza persa nel connettore per effetto Joule
 - 4.1.2.6 Limiti del modello
 - 4.1.2.7 Calcolo della resistenza termica
 - 4.1.2.8 Tabella riassuntiva dei parametri principali impostati e calcolati nel modello
- 4.2 Connettore di marca Multicontact MC3 non provvisto di sistema di bloccaggio
 - 4.2.1 Linee di flusso e modulo della densità di corrente totale
 - 4.2.2 Potenza specifica persa per effetto Joule
 - 4.2.3 Calcolo della resistenza elettrica
 - 4.2.4 Calcolo della resistenza termica
 - 4.2.5 Tabella riassuntiva dei parametri principali impostati e calcolati nel modello
- 4.3 Connettore di marca Solar compatibile MC4 provvisto di sistema di bloccaggio
 - 4.3.1 Linee di flusso e modulo della densità di corrente totale
 - 4.3.2 Potenza specifica persa per effetto Joule
 - 4.3.3 Calcolo della resistenza elettrica

4.3.4 Calcolo della resistenza termica

4.3.5 Tabella riassuntiva dei parametri principali impostati e calcolati nel modello

4.4 Tabella riassuntiva dei dati implementati e ottenuti dalle simulazioni

CAPITOLO 5 Progettazione di un ideale connettore

5.1 Specifiche normative da rispettare in fase di progettazione

5.1.1 Classi di protezione degli apparecchi elettrici

5.1.2 Grado di protezione IP degli apparecchi elettrici

5.1.3 Grado di infiammabilità del materiale plastico

5.1.4 Grado di inquinamento

5.2 Scelta della corrente nominale

5.3 Scelta della geometria del materiale plastico

5.3.1 Forze caratteristiche a cui sono sottoposti i connettori

5.3.2 Dimensioni del materiale plastico del connettore

5.3.3 Resistenza di isolamento in caso di immersione

5.3.4 Test meccanici dopo aver portato il connettore alle loro temperature limite

5.3.5 Scarico alla trazione

5.4 Scelta del materiale conduttore

5.4.1 Scelta della geometria del materiale di contatto

5.5 Scelta della modalità di crimpatura

5.6 Dati di targa del connettore

CONCLUSIONI

BIBLIOGRAFIA

INTRODUZIONE

Il presente elaborato si inserisce nell'ambito degli impianti per la produzione di energia da fonte fotovoltaica. In particolare esso si concentra sui connettori di potenza, che costituiscono uno degli elementi di un impianto fotovoltaico.

I connettori di potenza sono elementi presenti in gran numero negli impianti fotovoltaici e vengono utilizzati sia per collegare i moduli tra loro a formare le stringhe, sia per collegare le stringhe e tutte le parti in corrente continua dell'impianto fotovoltaico. Essi devono presentare caratteristiche particolari che consentano l'operatività del sistema fotovoltaico in sicurezza e nel contempo in modo efficiente e duraturo nel tempo.

Lo scopo di questo lavoro è quello di effettuare un'analisi di carattere elettrico e termico con riferimento ad alcuni modelli di connettori presenti sul mercato e presentare il progetto di massima di un connettore per impianti fotovoltaici, avente le migliori caratteristiche possibili dal punto di vista tecnico e di sicurezza.

L'analisi elettro-termica verrà eseguita avvalendosi di un software agli elementi finiti. Dal punto di vista elettrico è così possibile definire i punti critici, caratterizzati da valori elevati della densità di corrente e, di conseguenza, caratterizzati da elevata produzione di calore per effetto Joule. Tale analisi ha permesso di determinare i valori di resistenza elettrica dei componenti del contatto e, dal punto di vista termico, ha permesso di determinare la resistenza termica di scambio con l'ambiente e del rivestimento isolante associate al trasporto di energia termica attraverso i componenti in plastica che rivestono contatti metallici ed allo scambio termico con l'ambiente circostante.

Il presente elaborato è organizzato come segue.

Nel primo capitolo, per introdurre l'argomento, si fornisce una trattazione del tutto generale sulle celle fotovoltaiche, analizzando in modo qualitativo l'effetto fotovoltaico. Viene poi introdotta ed analizzata la caratteristica voltamperometrica di una cella e le diverse soluzioni tecnologiche utilizzate per convertire energia solare in energia elettrica, elencando le diverse tipologie di celle fotovoltaiche attualmente presenti sul mercato. L'analisi toccherà infine i problemi legati alla produzione di energia, descrivendo i fenomeni dell'ombreggiamento, del mismatching di tensione e di corrente, ed infine i diversi metodi utilizzati per risolvere questi problemi o ridurne il più possibile gli effetti.

Nel secondo capitolo vengono descritti gli impianti fotovoltaici di tipo grid-connected e stand-alone e si riportano, a titolo di esempio, un caso di dimensionamento di un piccolo impianto stand-alone ed alcuni schemi tipici di impianti grid-connected.

Vengono inoltre presentate le caratteristiche principali di due degli elementi fondamentali degli impianti fotovoltaici: gli accumulatori di carica (indispensabili per gli impianti stand-alone) e gli inverter (indispensabili per l'alimentazione dei carichi in corrente alternata negli impianti stand alone e per l'immissione dell'energia elettrica in rete negli impianti grid-connected).

Nel terzo capitolo vengono descritti nel dettaglio i connettori di potenza e le varie tipologie presenti sul mercato (con e senza il sistema di bloccaggio).

Vengono successivamente elencati i materiali plastici impiegati per il rivestimento della parte conduttrice, i valori delle correnti nominali dei connettori ad oggi sul mercato e le sezioni dei cavi crimpabili ai diversi tipi di connettore.

Un ulteriore argomento che viene descritto in modo esaustivo in questo capitolo è quello relativo alle varie modalità di crimpatura dei cavi ai connettori ed ai vantaggi e agli svantaggi che esse comportano.

Vengono infine descritti i vari connettori "a giunto" e si riportano i risultati di alcuni test effettuati e pubblicati dalla rivista Photon relativi ai temi della sicurezza e dell'efficienza applicati ai connettori di potenza per impianti fotovoltaici.

Nel quarto capitolo si entra nel dettaglio nell'analisi agli elementi finiti effettuata su tre diversi tipi di connettori. Si analizzano i connettori MC3 ed MC4 della famiglia Multicontact ed un connettore di marca Solar compatibile MC4 (con sistema di bloccaggio).

Verranno effettuati due tipi di analisi per ogni tipologia di connettore, programma utilizzando il software Comsol Multiphysic. La prima analisi è di tipo elettrico e riguarda le sole parti attive del connettore, la seconda analisi è di tipo elettro-termico e considera il connettore rivestito dall'isolante plastico.

Lo scopo dell'analisi elettrica è quello di definire in via preliminare i punti critici di maggior densità di corrente, e di conseguenza di maggior produzione di calore per effetto Joule,

Lo scopo dell'analisi elettro-termica, invece, è quello di determinare i campi di densità di corrente di temperatura all'interno del contatto, e determinare partendo da essi i valori di resistenza elettrica e resistenza termica del connettore.

In base ai risultati ottenuti dalle simulazioni qui effettuate ed ai risultati di test presenti in letteratura, nel quinto capitolo si presenta il progetto di massima di un connettore di potenza, avente le migliori caratteristiche possibili, andando a selezionare i materiali che presentano le proprietà migliori, sia dal punto di vista tecnico che di sicurezza, tra quelli disponibili sul mercato.

CAPITOLO 1

La generazione di energia elettrica mediante celle fotovoltaiche

Nel presente capitolo si analizza la tecnologia fotovoltaica con particolare attenzione alla cella fotovoltaica, che costituisce l'elemento base di un sistema fotovoltaico.

Si presentano le diverse tecnologie utilizzate per la produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica ed i vari problemi tecnici a cui questi generatori sono soggetti.

1.1 Il fotovoltaico

Il fotovoltaico è la tecnologia con la quale si trasforma l'energia solare in energia elettrica (dal greco *phos* (=luce) e *Volt* (=unità di misura della tensione elettrica).

Questa è una tecnologia semplice, affidabile, pulita, alla quale sarà sempre più difficile rinunciare se l'obiettivo dei prossimi anni sarà quello di ridurre sempre di più la dipendenza energetica dalle fonti cosiddette convenzionali, basate sulla combustione di fonti fossili.

I problemi principali delle fonti convenzionali sono il progressivo esaurimento delle stesse e l'inquinamento prodotto dal processo di combustione.

La crescita del mercato del fotovoltaico in Italia in questi ultimi tre anni ha subito una crescita esponenziale.

Solo cinque anni fa, nel 2005, si stimava una crescita di 8 MWp in un anno.

La potenza installata, anche grazie all'aiuto statale del Conto Energia, è salita a 20 MWp nel 2006 per poi passare a 79 MWp nel 2007, ai 330 MWp del 2008 e ai 430 MW del 2009.

Un trend in continua crescita, quindi, ed un segnale forte per chi ha la responsabilità politica di sostenere una programmazione energetica che dia sempre più spazio alle rinnovabili oltre che, naturalmente, all'efficienza energetica.

Un elemento che ha giocato sicuramente su questo successo è il supporto economico offerto dal Conto Energia al punto che il fotovoltaico viene da molti considerato un vero e proprio investimento.

Le motivazioni del successo però sono anche altre e di carattere più prettamente tecnico: al di là dei costi, che con i meccanismi incentivanti diventano più che sopportabili, gli impianti fotovoltaici sono semplici, affidabili, praticamente privi di manutenzione e soprattutto flessibili.

Un ulteriore elemento che ha contribuito alla diffusione del fotovoltaico su larga scala è lo scambio con la rete, una soluzione importante che consente di eliminare il grosso problema delle tecnologie che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili: quello di dovere accumulare l'energia quando è disponibile e prodotta in eccesso rispetto alla richiesta, per poterla poi restituire quando serve e la fonte rinnovabile non è disponibile.

La connessione alla rete elettrica nazionale permette di trasportare l'energia prodotta da fonti rinnovabili alle utenze collegate in rete, a prescindere dall'uso che si fa localmente: in questo modo l'energia elettrica prodotta con il sole non viene mai sprecata.

La diffusione del fotovoltaico ha creato competizione e questo ha contribuito a diminuire i costi migliorando qualità e prestazioni dei componenti.

Gli impianti realizzati hanno contribuito ad accrescere le competenze sia sul piano progettuale che su quello realizzativo ed a creare quindi un'importante nicchia all'interno del mercato dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quando una tecnologia si afferma (è il caso del fotovoltaico) i problemi tuttavia non mancano.

La tematica più sentita è legata al problema dell'impatto ambientale, che viene percepito in particolare nelle installazioni di grande potenza o nelle installazioni in aree vincolate.

Gli investitori lamentano il fatto che gli iter autorizzativi sono complessi, ma soprattutto poco chiari e trasparenti. Può sembrare un paradosso che nel nostro Paese, il Paese del sole, si sia costretti a rinunciare alla tecnologia che meglio di altre sfrutta questa importante risorsa.

Pensare di risolvere i problemi energetici, con una sola tecnologia fotovoltaica, è tuttavia impossibile, sia per limiti tecnici/tecnologici (ad esempio i bassi rendimenti dell'impianto di generazione, come si vedrà nel prossimo capitolo), sia per ragioni economiche.

La tecnologia fotovoltaica, tuttavia, offre molti vantaggi :

- l'inesauribilità della fonte d'energia (il sole);
- nessuna produzione di emissioni chimiche, termiche o acustiche;
- l'assoluta assenza di necessità di manutenzione dei componenti;
- alta affidabilità grazie all'assenza di parti in movimento;
- l'energy pay-back time (il tempo che i sistemi FV impiegano a produrre l'energia necessaria ad ammortizzare quella spesa per la loro fabbricazione), che attualmente si attesta sui 3-7 anni per i moduli di silicio cristallino ed addirittura meno di 2 per i moduli thin film sottoposti ad irradiazione pari a quella dei paesi mediterranei, rispetto ad una vita media dei moduli di 20-25 anni;
- approvvigionamento energetico decentralizzato, quindi indipendenza da crisi energetiche;
- possibilità di ampliamento senza grossi cambiamenti all'impianto.

1.2 L'effetto fotovoltaico

“L'effetto fotovoltaico”, sul quale si basa la odierna produzione di energia elettrica attraverso i pannelli solari, è noto fin dal 1839, e trova il suo fondamento nella esperienza del fisico francese Edmond Becquerel; la scoperta di tale effetto avvenne casualmente, mentre effettuava delle esperienze su una cella elettrolitica, in cui erano immersi due elettrodi di platino.

L'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico sotto forma di fonte energetica, tuttavia non poté essere sviluppata fino al 1954, quando Person, Fuller e Chapin, ottennero la prima cella solare commerciale in silicio realizzata all'interno dei laboratori Bell.

L'effetto fotovoltaico è costituito dalla formazione di una differenza di potenziale, capace di generare una corrente elettrica, ai capi di una giunzione p-n opportunamente realizzata ed esposta a radiazione luminosa.

Un fotone, interagendo con la struttura cristallina di un semiconduttore, può eccitare un elettrone della banda di valenza del cristallo, portandolo in banda di conduzione.

Se l'energia associata al fotone è sufficiente, il fotone cede tale energia al cristallo, generando una coppia elettrone-lacuna, che può contribuire alla conduzione elettrica del semiconduttore.

Affinché la coppia fotogenerata partecipi effettivamente alla conduzione, e non avvenga quindi il fenomeno della ricombinazione, essa deve trovarsi in presenza di un campo elettrico, che separa le cariche della coppia stessa, che possono così essere raccolte mediante due appositi elettrodi (vedi Fig. 1.1).

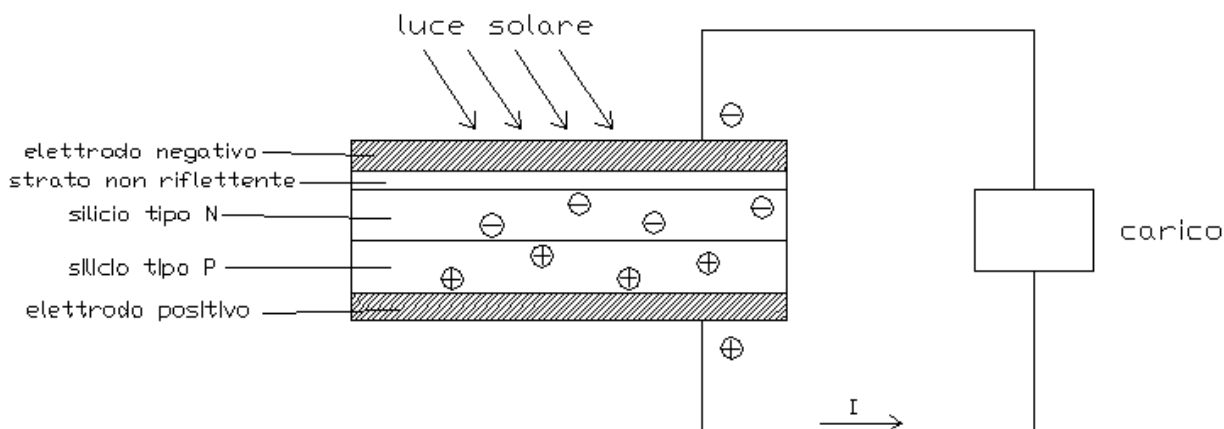


Fig.1.1 - Un fotone interagisce con la struttura cristallina di un semiconduttore e può eccitare un elettrone portandolo in banda di valenza, generando così un flusso di corrente e quindi energia elettrica.

Sono da notare due aspetti: la radiazione solare “utile” agli effetti della generazione non è solo quella diretta, che è circa il 70% della totale, ma anche quella diffusa (radiazione assorbita e dispersa dai gas presenti nell'atmosfera, oltre che da vapor d'acqua, acqua allo stato liquido o solido presente nelle nuvole e da particelle di polvere) e riflessa dagli oggetti circostanti.[1]

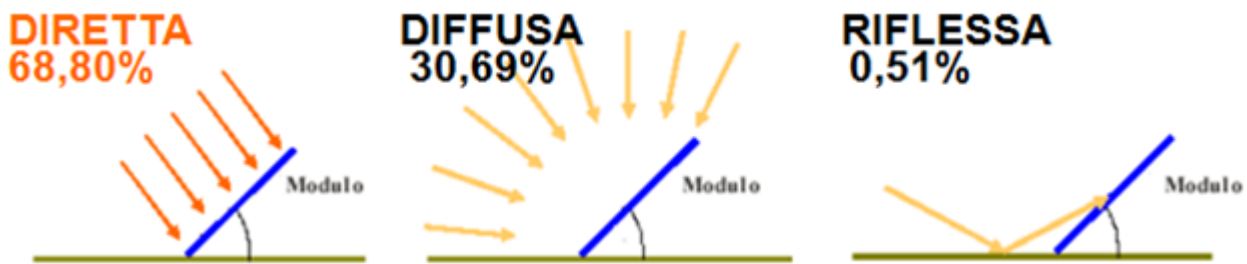


Fig.1.2 - La radiazione solare "utile" alla produzione di energia elettrica è la somma tra radiazione diretta, diffusa e riflessa.[1]

Il secondo elemento è quello relativo all'efficienza della cella.

1.3 La caratteristica voltamperometrica V,I di una cella fotovoltaica

La caratteristica voltamperometrica di una cella fotovoltaica dipende da diversi fattori, tra i quali, l'intensità della radiazione solare, l'area della cella e la temperatura; l'efficienza per una cella commerciale è dell'ordine del 14-17%.

Questo è dovuto:

- al fatto che non tutti i fotoni che colpiscono la cella penetrano al suo interno (alcuni sono riflessi dalla superficie della stessa e altri incidono sulla griglia metallica dei contatti)
- al fatto che non tutte le coppie elettrone-lacuna che vengono eccitate riescono a raggiungere gli elettrodi e tendono ad annullarsi all'interno del materiale semiconduttore (effetto di ricombinazione);
- alle resistenze parassite dei contatti metallici, che provocano dissipazione di potenza
- al fatto che una parte di fotoni non ha energia sufficiente.

La caratteristica V,I di una cella è riportata in fig.1.3.

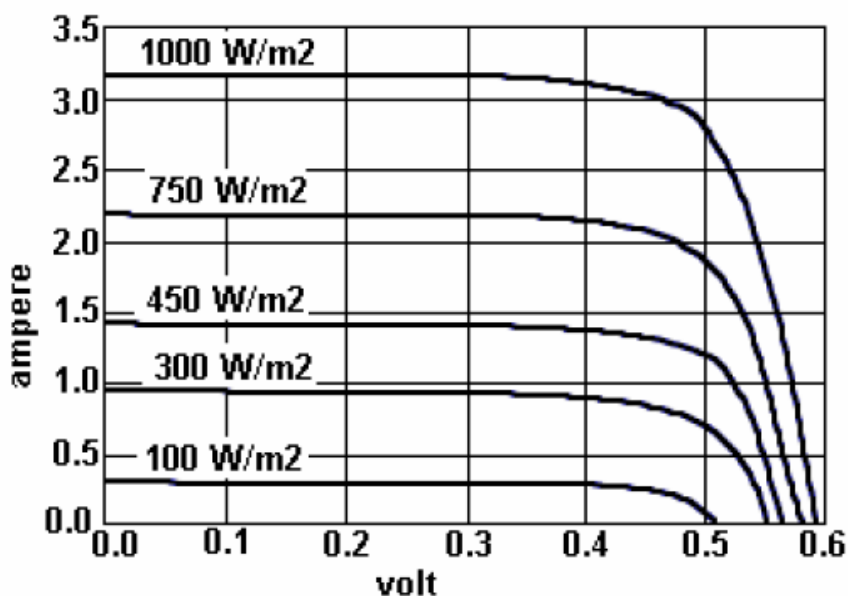


Fig.1.3 - Caratteristica V(I) di una cella fotovoltaica.

L'intensità della radiazione solare è strettamente correlata all'intensità della corrente di corto circuito (I_{sc}), la quale cresce proporzionalmente al crescere dell'intensità di irraggiamento, ma non incide significativamente sul valore della tensione a vuoto V_{oc} .

Esiste una relazione di proporzionalità tra la tensione a vuoto V_{oc} e la temperatura, che aumenta al diminuire di quest'ultima.

Non si ha, viceversa, un effetto significativo sul valore della corrente di corto circuito.

L'area della cella influenza il valore dell'intensità della corrente erogabile dalla cella stessa, ma non quello della tensione a vuoto.

In condizioni di corto circuito (per $V=0$) la corrente I_{sc} generata è massima, mentre in condizioni di circuito aperto ($I=0$) è massima la tensione V_{oc} (tensione a circuito aperto).

In tutti e due i casi si ottiene una potenza estraibile nulla, poiché vale la relazione:

$$P=V \cdot I$$

Negli altri punti della caratteristica, all'aumentare della tensione aumenta quasi linearmente la potenza (la cella, in questa zona, è assimilabile ad un generatore di corrente), che poi raggiunge un massimo e diminuisce repentinamente in prossimità della V_{oc} a causa della riduzione della corrente erogata.

La potenza massima erogabile, in condizioni di illuminazione e temperatura specificate, viene misurata in Watt di picco (W_p).

Le condizioni di riferimento per la misura di questa potenza sono stabilite a livello internazionale e sono pari ad una temperatura di riferimento della giunzione $T=25^\circ\text{C}$, un irraggiamento di 1000 W/m^2 ed uno spettro della luce pari ad AM 1.5, che sono le condizioni ideali, simili a quelle di una giornata luminosa primaverile.

Un parametro importante che tiene conto della qualità della cella è il fill factor (fattore di riempimento), definito come rapporto tra la massima potenza disponibile e il prodotto $V_{oc} * I_{sc}$ e che è, in genere, compreso tra 0.6 e 0.8 per celle al silicio cristallino:

$$FF = \frac{V_{max} * I_{max}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

Il fattore di riempimento, sempre compreso tra 0 ed 1, descrive praticamente la forma della curva, che può essere più o meno quadrata: per $FF=1$ la curva descrive un angolo retto.

Il suo valore non cambia sostanzialmente per le condizioni ambientali (temperatura ed insolazione) ed è sempre preferibile che sia alto.

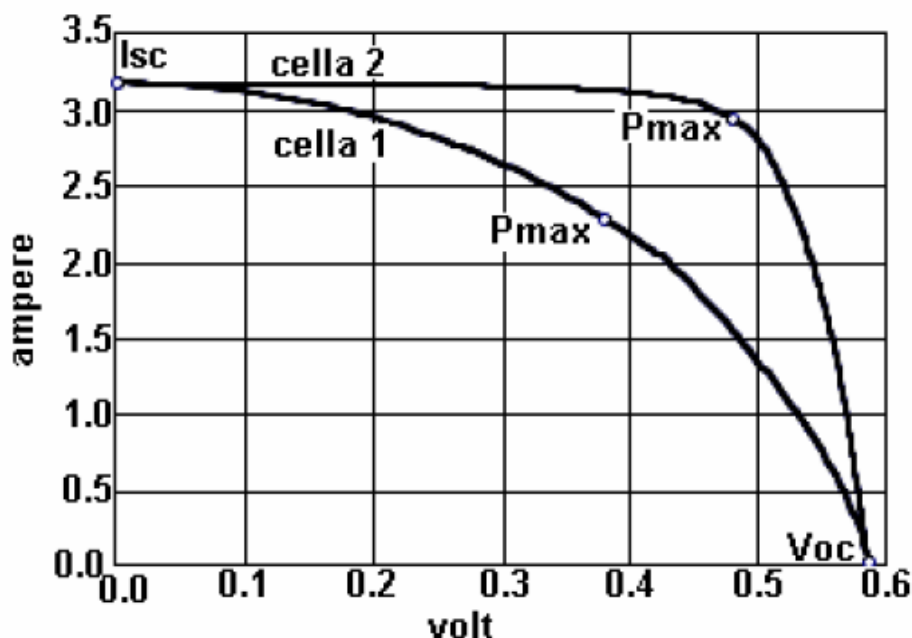


Fig.1.4 - Possibili curve V(I) di una cella fotovoltaica. Più l'andamento è squadrato maggiore è la potenza estraibile.

In Fig.1.4 si nota nella come due celle di tipo diverso, con la stessa corrente di corto circuito e la stessa tensione a circuito aperto, possano avere caratteristiche V-I differenti.

La cella 2 ha un fattore di riempimento di 0.75 mentre la cella 1 ha un fattore di riempimento di 0.45.

La cella 2 non ha solo un punto di massimo più alto che la cella 1, ma ha anche una disponibilità di potenza più alta ad ogni tensione.

1.4 Le tecnologie adottate per la produzione di energia elettrica mediante celle FV.

I moduli fotovoltaici costituiscono il cuore dell'impianto fotovoltaico stesso e sono la parte del sistema preposta alla generazione di energia elettrica tramite conversione dell'energia solare.

Essi captano la radiazione solare durante il giorno e la trasformano in energia elettrica in corrente continua.

Un generatore fotovoltaico è costituito da celle fotovoltaiche che vengono collegate e saldate tra loro mediante terminali sui contatti anteriori e posteriori in modo da formare delle strisce di celle saldate tra loro in serie.

Le caratteristiche elettriche di un modulo fotovoltaico sono analoghe a quelle delle singole celle che lo compongono.

I materiali e le tecnologie che si utilizzano per la produzione di una cella fotovoltaica sono diversi: i più utilizzati sono quelli in silicio monocristallino o policristallino.

Le celle realizzate in silicio monocristallino subiscono un processo detto di melting a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo.

Durante il raffreddamento, il silicio gradualmente si solidifica nella forma di un lingotto cilindrico di monocristallo del diametro di 13-20 cm, con una lunghezza che può raggiungere i 200 cm.

In un momento successivo, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo, in fettine, dette wafers, con spessore di 250 / 350 mm.

L'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino che ha costi di produzione inferiori e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme e orientamenti differenti.

L'affinamento del processo produttivo delle celle di silicio policristallino consente ormai di realizzare celle con prestazioni elettriche solo di poco inferiori rispetto a quelle di silicio monocristallino.

Vi sono poi celle a film sottile come quelle in silicio amorfo. A differenza della tecnologia cristallina, nella quale il materiale semiconduttore si presenta solido in forma di wafers con spessore di qualche centinaio di micron, nella tecnologia amorfa la materia attiva può essere ottenuta sotto forma di gas con il vantaggio di poter essere depositata in strati spessi pochi micron e su di una grande varietà di superfici di appoggio.

Il contenuto utilizzo di silicio rispetto al cristallino è quindi in linea con la limitata disponibilità di materiale attivo ottenuto come scarto dell'industria elettronica che si sta profilando all'orizzonte.

Si possono così ottenere film di spessore totale pari a 1-2 millimetri, anche flessibili (per esempio, silicio amorfo depositato su una lastra di 0,5 millimetri di alluminio) e leggerissimi.

Purtroppo la natura stessa del silicio amorfo, che non presenta una struttura molecolare definita (a cristalli), limita notevolmente la prestazione elettrica in termini di efficienza che

rimane ben al di sotto di quella del cristallino, inoltre esso perde il 10% delle prestazioni nelle prime 300-400 ore di esposizione.

Tuttavia, per la sua flessibilità e per il suo limitato spessore questa soluzione è molto attraente dal punto di vista architettonico.

Vi sono poi altre tipologie di celle fotovoltaiche a film sottile non necessariamente in silicio, sempre composte da strati di materiale semiconduttore depositati generalmente come miscela di gas su supporti a basso costo come vetro, polimero o alluminio che danno consistenza fisica alla miscela.

La deposizione di un gas consente l'immediato beneficio di un utilizzo decisamente inferiore di materiale attivo: lo spessore si riduce dai 300 micron delle celle cristalline a 4-5 micron di quelle a film sottile.

Inoltre, il processo produttivo dei film sottili consente una riduzione delle fasi di lavorazione che, a differenza del cristallino, possono essere più facilmente automatizzate.

Il tipico modulo thin-film non usa una griglia metallica come contatti elettrici, a differenza dei moduli a silicio monocristallino. All'interno della sottile pellicola sono presenti molti piccoli cristalli dei materiali semiconduttori.

Le proprietà di tali materiali sono diverse da quelle del silicio, ed è stato provato che in questo caso è meglio produrre il campo elettrico in una interfaccia tra due diversi semiconduttori.

Questa interfaccia viene chiamata *eterogiunzione*, ed è formata da uno strato superiore di semiconduttore di solito di tipo n e da uno strato inferiore, di tipo p, di materiale diverso.

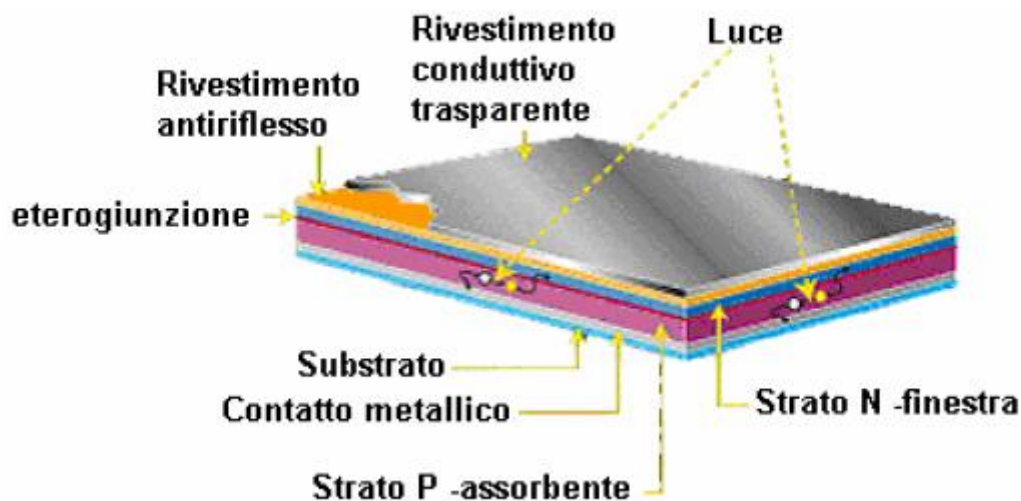


Fig.1.5 - Tipici strati costituenti una cella a film sottile.

Lo strato superiore (detto strato finestra) deve permettere l'attraversamento della luce perché venga assorbita dallo strato di tipo p.

Il suo spessore è molto sottile (meno di 0,1 micron) e il suo ruolo è di assorbire luce solare solo dalla parte ad alta energia dello spettro.

Per permettere alla radiazione di raggiungere lo *strato assorbente* deve avere un salto energetico abbastanza ampio (2,8 eV o più), e dunque essere sufficientemente sottile.

Lo strato sottostante deve essere in grado di condurre alte correnti (e dunque di assorbire fotoni) e di fornire una tensione adeguata (dovuta al gap di energia).

Per avere una buona connessione elettrica con il substrato viene spesso utilizzato anche un contatto ohmico.

Un esempio applicativo tipico sono le celle CIS (Copper Indium Diselenide) e CIGS (Copper Indium Gallium Diselenide): queste celle utilizzano substrati di basso costo e processi di produzione facilmente automatizzabili e quindi idonei a produzioni di grandi volumi.

Questi prodotti hanno dimostrato affidabilità nell'utilizzo in esterno e stabile efficienza nel tempo, per contro l'efficienza delle prime celle realizzate con questa tecnologia era attorno al 7%.

Lo sviluppo più interessante che vi è stato negli ultimi anni è il CIGSS (con l'aggiunta di zolfo); è un derivato che consente di aumentare l'efficienza elettrica di conversione.

Nonostante la più maggiore complessità di realizzazione, l'aggiunta di un composto nel mix di produzione ha consentito una maggior flessibilità del processo senza gravare significativamente sui costi totali.

Contrariamente a quanto accade per il silicio amorfo, la stabilità delle prestazioni in esterno del CIGSS è notevole e prove in campo che durano da ormai 7 anni provano che non c'è degrado della potenza.

Viceversa, lo stato di maturità della tecnologia sul piano della uniformità di produzione (celle o moduli di simili caratteristiche elettriche) è ancora insufficiente.

L'ingegneria chimico-fisica dei dispositivi CIS e CIGS è prevista con l'utilizzo di materiali di base piuttosto costosi anche se si ottengono buone prestazioni anche con materiali di qualità intermedia.

La peculiarità di poter essere realizzate su substrati anche flessibili le rendono, in prospettiva, attraenti anche per gli usi architettonici.

Le celle a film sottile in CdTe (Tellurio di Cadmio) sono un'altra nuova tecnologia, sulla via della commercializzazione anche in Italia.

Il materiale è un semiconduttore con caratteristiche vicine a quelle delle efficienti ma costose celle all'arseniuro di gallio (GaAs) realizzate per le applicazioni spaziali.

Il processo costruttivo è tecnologicamente semplice e produce una cella con buone caratteristiche meccaniche di resistenza e reazione agli stress termici.

Il processo tipico è definito "sublimazione in spazio chiuso" e permette la costruzione di celle con efficienze maggiori del 15%.

La tipica cella CdTe è a quattro strati e tre giunzioni per migliorare le caratteristiche di assorbimento dello spettro solare, ma nonostante questo può essere realizzata con spessori molto ridotti che aiutano a contenere i costi.

Gli spessori di strato attivo di queste celle possono raggiungere l'ordine di pochi micron anche in ambito industriale e non solo in laboratorio.

L'efficienza massima ottenuta in laboratorio è stata del 16% su celle di 1 cmq e del 10% su moduli prototipo.

Per valutare la tecnologia si deve osservare che il valore precedentemente citato è stato ottenuto parecchi anni or sono, e che da allora non è stato più migliorato nonostante l'introduzione di numerosi processi di produzione evoluti.

Dal punto di vista industriale la tecnologia CdTe esistono molti metodi di produzione e tutti hanno molto margine di miglioramento.

Dagli anni '90 fino ad oggi si è cercato di dare una risposta ad una serie di problemi tecnici che ostacolavano il processo di maturità tecnologica.

Da subito si notò come, nonostante buoni risultati di efficienza sulle celle, i moduli formati dall'insieme delle celle fornissero un'efficienza nettamente più bassa.

Inoltre, a fronte della facilità di realizzazione di buone celle, si notò come le stesse avessero o eccellente o povera stabilità.

La spiegazione, tutt'altro che banale, sembra ancora parzialmente aperta nonostante sia già avanzata la pre-industrializzazione del prodotto.[2]



Fig.1.6 – Strati costituenti una cella al tellurio di cadmio. [3]

1.5 Collegamenti in serie e/o parallelo dei moduli e delle stringhe

Le celle vengono collegate per formare i moduli fotovoltaici. Esse sono collegate in serie fino ad ottenere il valore della tensione desiderata ed eventualmente le serie così formate vengono collegate in parallelo per aumentare la corrente del modulo, mantenendo invariata la tensione in uscita.

Normalmente si collegano gruppi di 36 celle in serie per ottenere la tensione di circa 18-21V, necessaria per caricare le batterie a 12V degli impianti stand-alone, oppure si usano moduli con 72 celle in serie (circa 36-40V) per caricare batterie da 24V (più batterie in serie) o per gli impianti connessi alla rete.

Il collegamento di più moduli in serie forma la cosiddetta stringa.

La V_{tot} di stringa è quindi la somma delle tensioni dei singoli moduli, mentre la corrente totale è pari alla corrente generabile dal modulo meno performante.

Quest'ultima caratteristica prende il nome di mismatching di corrente e può essere evitato con un'accurata progettazione del generatore, in particolare disponendo tutti i moduli di una singola stringa uniformemente orientati, inclinati ed irraggiati e soprattutto utilizzando dei moduli identici tra di loro, con le medesime caratteristiche misurate.

Eventualmente bisognerà studiare una disposizione tale da compromettere al massimo la produzione di una sola stringa anziché compromettere tutto l'impianto.

E' inoltre opportuno disporre i pannelli lontano da eventuali fonti di ombreggiamento (quali ad esempio tetti di altre case o alberi) in quanto l'ombreggiamento di una singola cella (se i moduli come spesso accade sono collegati in serie) interrompe il flusso di corrente in tutte le altre.

La potenza totale in W di picco è data dalla somma delle potenze generate da ogni singolo modulo.

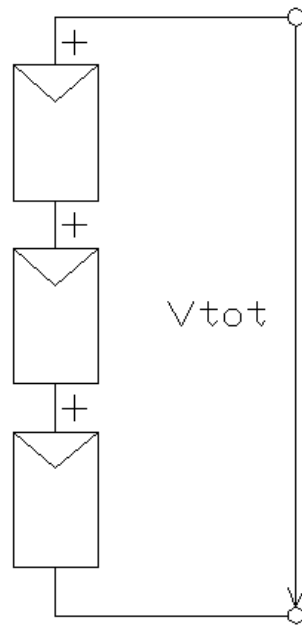


Fig.1.7 - Collegamento in serie dei moduli. [4]

Se si collegano due o più stringhe in parallelo, invece, la V_{tot} è pari al prodotto tra la tensione di ogni singolo modulo per il numero di moduli stesso, mentre la corrente è pari alla somma delle correnti generate da ogni singola stringa.

La potenza è la somma tra le potenze generate da ogni singolo modulo.

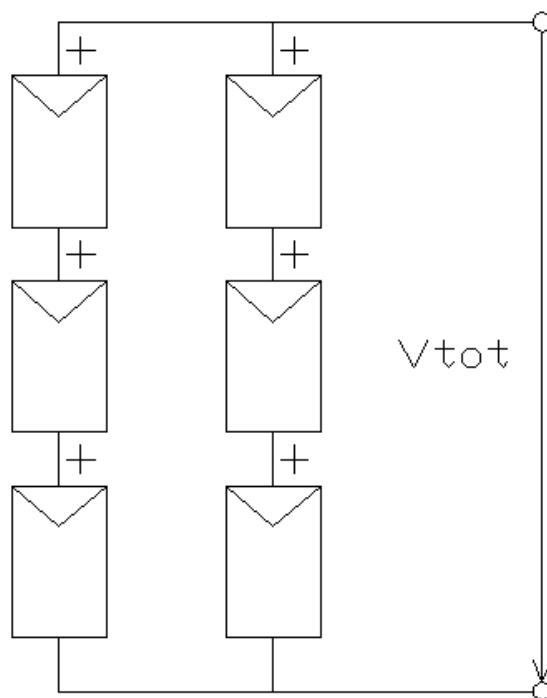


Fig.1.8 - Collegamento in parallelo dei moduli. [4]

1.6 Il fenomeno dell'ombreggiamento

Si passa ora ad analizzare il comportamento di un generatore fotovoltaico in caso di ombreggiamenti.

Se non si hanno ombre, la V_{tot} è data dalla somma delle tensioni delle singole celle e la corrente è quella di una singola cella.

$$I_{tot}=I_{cella}$$

$$V_{tot}=V_{cella}*n$$

$$P_{tot}=P_{nom}$$

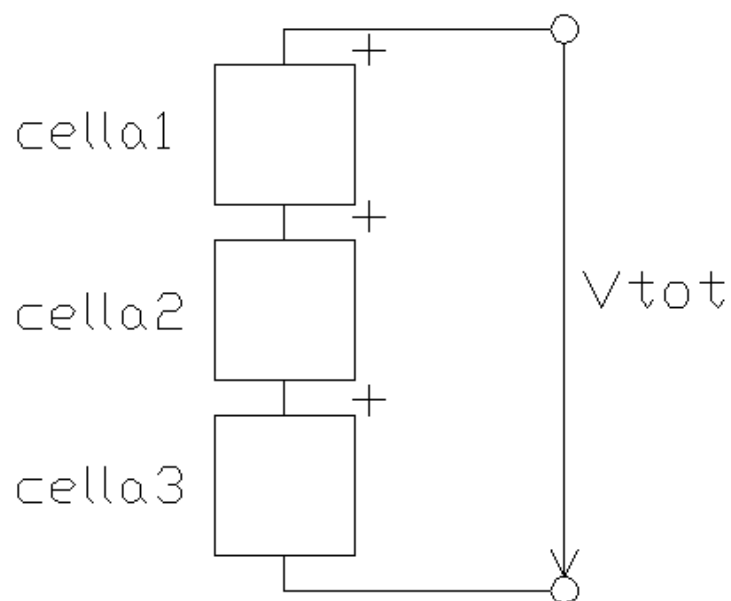


Fig.1.9 - Celle in serie non interessate da ombreggiamento. [5]

In caso di un ombreggiamento del 50% su una cella, la V_{tot} è data dalla somma delle tensioni delle singole celle meno quella in ombra e la corrente totale è pari al 50% di quella di una singola cella (mismatching di corrente).

La P_{tot} diventa il 50% della somma della potenza delle tre celle.

$$I_{tot}=0,5*I_{cella}$$

$$V_{tot}=V_{cella}*n$$

$$P_{tot}=0,5*P_{nom}$$

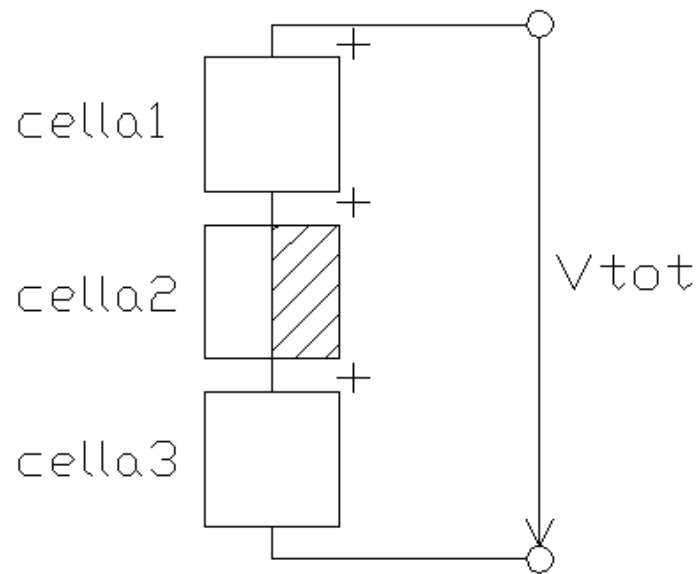


Fig.1.10 - Celle in serie con una di queste ombreggiata al 50%. [5]

In caso di ombreggiamento totale di una cella si avrà:

$$I_{tot}=0A$$

$$V_{tot}=V_{cella}*(n-1)$$

$$P_{tot}=0W$$

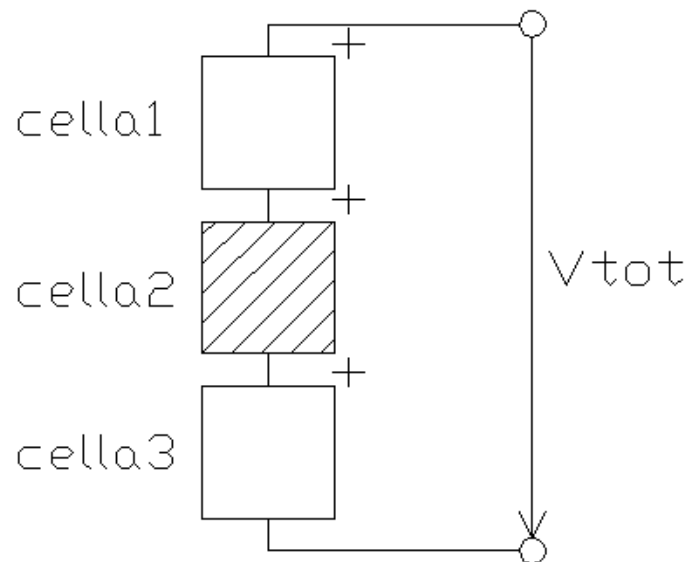


Fig.1.11 - Celle in serie con una di queste ombreggiata al 100%. [5]

1.7 Il fenomeno del mismatching di tensione

Le stringhe collegate in parallelo sul lato corrente continua devono essere formate da un ugual numero di moduli identici.

Eventuali differenze di tensione porterebbero due tipi di conseguenze negative:

- x mismatching in tensione (su tutte le stringhe si presenta la tensione più bassa tra quelle collegate in parallelo);
- x- contro-alimentazione, ossia la stringa con la tensione più bassa comincia ad assorbire corrente invece di generarne;

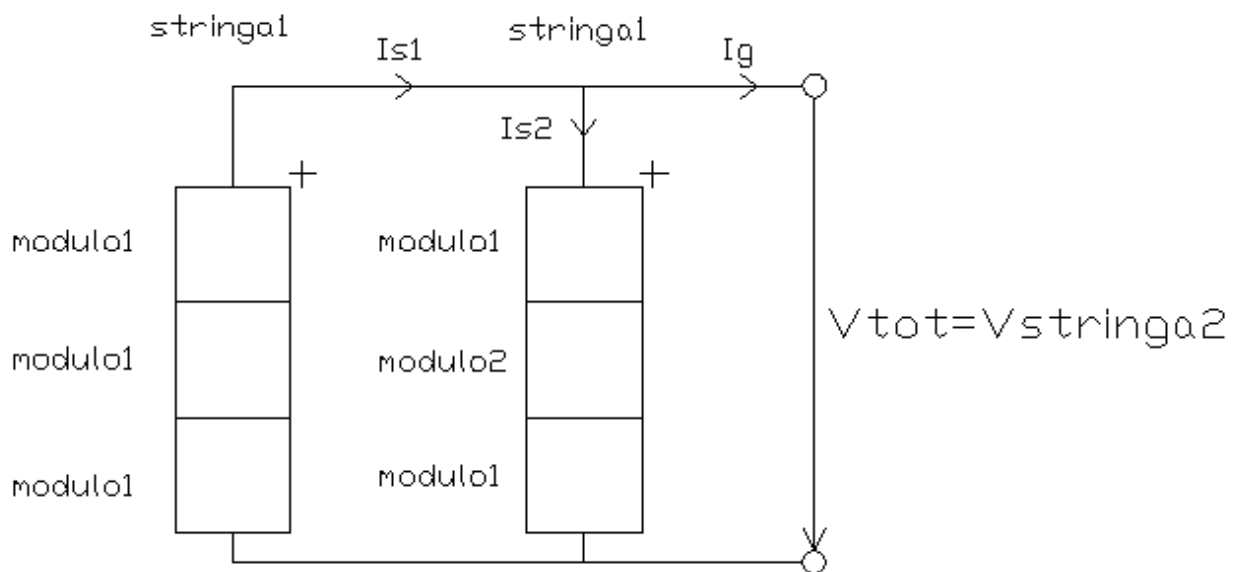


Fig.1.12 - Mismatching di tensione causata da una tensione di stringa2 inferiore a quella di stringa 1.

Nel caso in esempio si pone che il modulo 1 abbia nel momento studiato una $V_1=12V$ e il modulo 2 lavori a una $V_2=10V$.

La V_{tot} sarà uguale alla somma minore tra le tensioni di stringa:

$$V_{stringa1} = 12 + 12 + 12 = 36V$$

$$V_{stringa2} = 12 + 10 + 12 = 34V$$

$$V_{tot} = V_{stringa2} = 34V$$

Inoltre la stringa 2 si comporta da utilizzatore non generando corrente, ma assorbendola.

1.8 Protezione e "hot spot" dei moduli

Alla luce delle problematiche introdotte nei paragrafi precedenti, risulta necessario adottare tutti gli accorgimenti che permettano di ridurre le perdite causate dai moduli in ombra (che si comportano come carichi anziché generatori). Per evitare i fenomeni di ombreggiamento parziale o totale sui moduli, vengono installati nella scatola di giunzione (junction box) uno o più diodi di by-pass (utilizzati anche in caso di guasto di un modulo, escludendolo dal generatore), evitando così un collasso delle prestazioni.

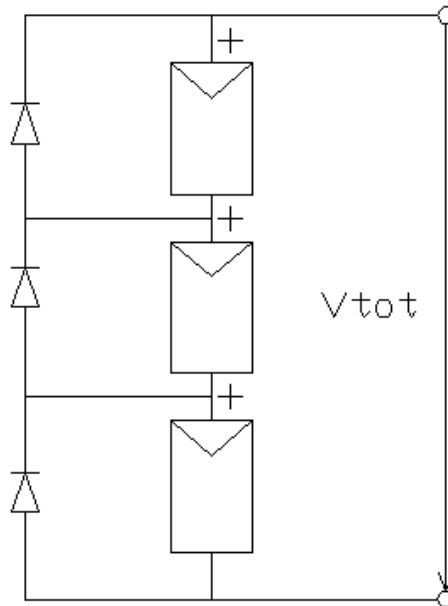


Fig.1.13 - Diodi di by-pass paralleli al modulo che lo escludono in caso di guasto o malfunzionamento. [6]

Il diodo di by-pass quindi, in caso di cella ombreggiata o guasta (che diventa un utilizzatore e consuma energia con surriscaldando delle celle e rischio di danneggiamento irreversibile) permette di cortocircuitare il modulo e escluderlo dalla serie.

La presenza di celle surriscaldate a causa di guasti o prende il nome di "hot spot".

Per proteggere, poi, una stringa da correnti inverse o da cortocircuiti, si utilizzano anche sezionatori bipolari (utili per separare, riparare o effettuare delle misure sulle singole stringhe) accoppiati a un diodo, detto diodo di blocco, o fusibile serie ed i già citati diodi di by-pass.

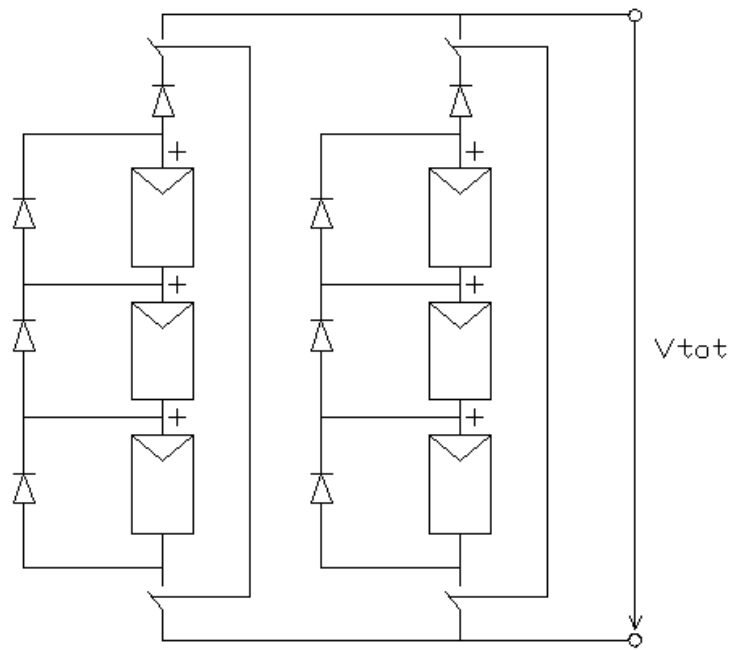


Fig.1.14 - Diodi anti-assorbimento e sezionatori di stringa. [6]

CAPITOLO 2

Tipologie di impianti disconnessi dalla rete (stand alone) o connessi alla rete (grid-connected)

In questo capitolo vengono descritti trattati gli impianti fotovoltaici stand alone (disconnessi dalla rete ed alimentati da batterie in caso di mancanza della fonte solare) e grid connected (connessi alla rete e che immettono energia in essa in caso produzione e non utilizzo dell'energia prodotta in loco) discutendone le componentistiche principali e implementando un esempio, anche numerico, di progetto di massima.

2.1 Sistemi fotovoltaici di tipo stand alone

Si definiscono impianti "stand alone" quegli impianti fotovoltaici che producono energia elettrica in modo autonomo, per abitazioni che sono lontane dai punti di consegna della rete elettrica nazionale e dove è quindi troppo oneroso un allacciamento alla stessa; esempi tipici di questo tipo possono essere baite di montagna, impianti di emergenza, rilevatori sismici o di incendio, illuminazione di parchi naturali, impianti di illuminazione stradale e via dicendo.

Non è utile realizzare un impianto stand alone se è facilmente attuabile un allaccio alla rete elettrica , per diversi motivi:

- x- le batterie presenti vanno sostituite dopo circa 10-15 anni e hanno un costo abbastanza alto elevato;
- x- un periodo di cattivo tempo di qualche giorno può portare all'assenza frequente di energia elettrica;
- x- ha un costo maggiore rispetto ad un impianto grid connected, sia per l'installazione delle batterie sia perché le potenze nominali di impianto saranno tendenzialmente maggiori;
- x- il comfort diminuisce in quanto è necessario attuare un massiccio risparmio energetico;

Per avere un ordine di grandezza, i costi per l'installazione di 1kWp per un impianto di questo tipo sono all'incirca doppi rispetto ai costi per un impianto grid connected.

I componenti fondamentali di un impianto di questo tipo sono i seguenti:

- x- batterie [Ah]
- x- centraline di regolazione o regolatori di carica [A]
- x- utilizzatori in DC e utilizzatori in CA [W]
- x- inverter [W]

Uno schema tipico per impianti in DC può essere quello in Fig.2.1.

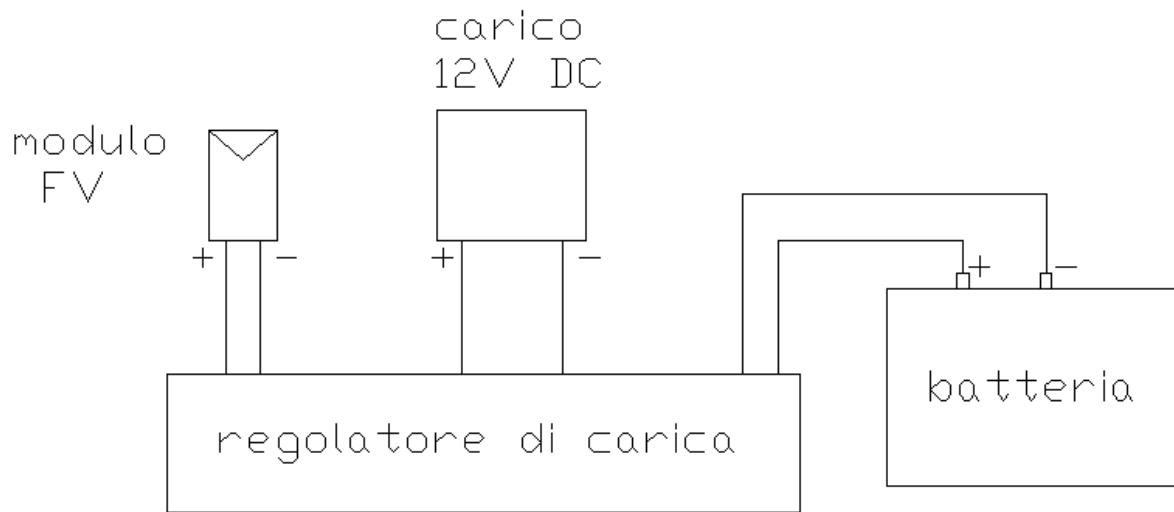


Fig.2.1 - Schema tipico di un impianto che alimenta carichi in corrente continua. [7]

Mentre uno schema tipico per carichi sia in DC sia in AC è riportato in Fig.2.2.

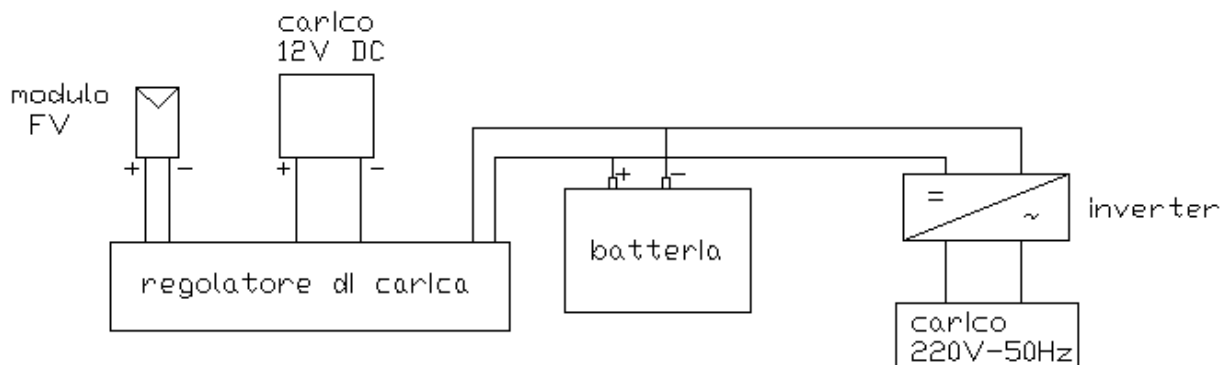


Fig.2.2 - Schema tipico di un impianto che alimenta carichi sia in corrente continua sia in corrente alternata.[7]

2.1.1 Gli accumulatori di carica

Nei sistemi FV isolati, l'immagazzinamento dell'energia viene, in genere, effettuato mediante accumulatori elettrochimici .

La presenza di batterie di accumulo permette di far fronte a punte di carico, senza dover sovradimensionare i generatori, nonché di garantire la continuità dell'erogazione di energia, anche in caso di basso irraggiamento o guasto temporaneo dei generatori.

Inoltre la batteria di accumulo svolge, spesso, il compito di realizzare l'accoppiamento ottimo fra il generatore FV e il resto del sistema.

Lo sviluppo tecnologico in questo settore, legato soprattutto all'industria automobilistica, ha permesso di ottenere accumulatori al piombo-acido con bassa autoscarica, lunga vita (maggiore di 6 anni) e manutenzione ridotta (o addirittura nulla) dell'elettrolita.

L'isolamento della batteria fa sì che la sua vita utile aumenti.

L'accoppiamento per la serie degli accumulatori deve essere fatto con elementi praticamente identici.



Fig.2.3 - Accumulatori di energia al piombo-acido.

Bisogna anche inoltre adottare degli accorgimenti per quanto riguarda la carica: una sovraccarica perenne infatti fa sì che l'acqua che scioglie la soluzione elettrolitica si scomponga in miscela tonante, corrodendo le piastre; mentre con una scarica profonda le griglie si trasformano in solfato di piombo, con conseguenti perdite di capacità di accumulo.

Alle basse temperature, inoltre, l'elettrolita può congelare e distruggere il contenitore dell'accumulatore, aumentando di volume.

Per tutti questi motivi è evidente come sia indispensabile avere un regolatore di carica che non consenta questi fenomeni.

Il regolatore coordina in modo ottimale il generatore solare e l'accumulatore, e ottimizza il flusso di energia.

Questo componente è utile sia per monitorare l'impianto sia per aumentare la durata della vita della batteria, evitando cariche e scariche eccessivamente profonde.

Gli strumenti indicatori sono importanti perché l'utenza impara ad adattare il prelievo di corrente all'offerta disponibile, in modo da prolungare sensibilmente l'autonomia del sistema.

La regolazione effettuata è basata sull'evitare la sovraccarica, la scarica sotto il 20%, sul mandare direttamente al carico (se possibile) l'energia solare e comportarsi da fusibili elettrici disconnettendo carico o pannelli nel caso in cui si superi una prefissata soglia di corrente.

2.1.2 L'inverter

L'inverter permette di alimentare carichi in AC convertendo la DC prodotta dai pannelli. I tipici inverter utilizzati negli impianti stand alone possono essere tre:

- x- inverter ad onda quadra
- x- inverter ad onda quadra modificata
- x- inverter ad onda sinusoidale pura

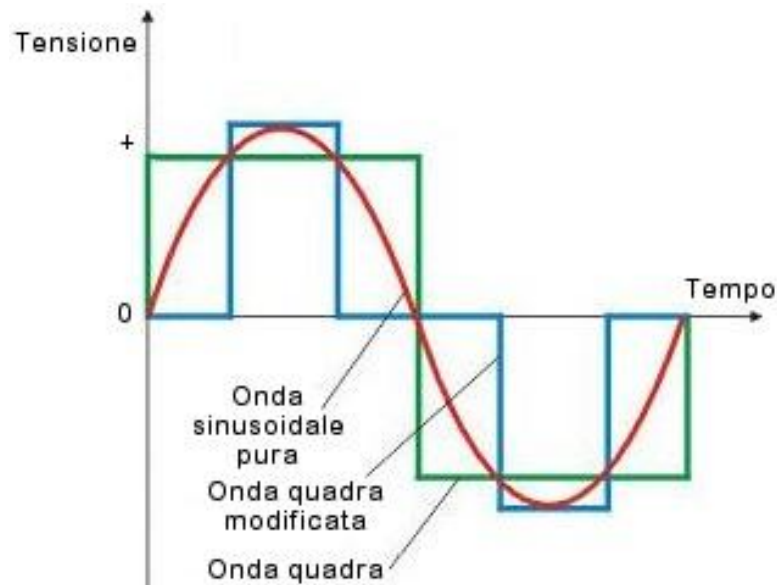


Fig.2.4 - Forme d'onda di tensione generate dai diversi tipi di inverter (ad onda quadra, ad onda sinusoidale pura o ad onda quadra modificata)

Gli ultimi due hanno dei rendimenti molto più elevati del primo e hanno meno problemi per quanto riguarda la generazione di armoniche di ordine dispari. Inoltre essi hanno una regolazione precisa del valore efficace della tensione.

Per la scelta della tipologia di inverter si devono utilizzare due criteri: il costo ed il tipo di carichi da alimentare.

Un inverter ad onda pura può alimentare qualsiasi dispositivo che può essere alimentato dalla tensione di rete, un inverter ad onda modificata non lo può fare, ma un inverter ad onda pura normalmente costa molto di più di uno ad onda modificata.

Tutti i carichi induttivi, come frigoriferi, pompe, molti utensili, in genere qualunque apparecchio con un motore, devono essere alimentati da un inverter ad onda pura.

Molte pompe, alimentate con inverter ad onda modificata si riscalderanno parecchio, producono rumore e vibrazioni.

Le interferenze elettriche generate da un'onda modificata possono avere effetti nocivi sul funzionamento e/o sulla qualità del funzionamento delle apparecchiature elettroniche. Per esempio, i computer da tavolo possono essere alimentati da un inverter ad onda

modificata, ma lo schermo potrebbe generare un ronzio particolarmente fastidioso e la qualità dell'immagine potrebbe risentirne.

2.2 Esempio di dimensionamento di un piccolo impianto Stand-alone [8]

Per procedere al dimensionamento di un impianto stand alone è necessario anzitutto adottare i criteri che seguono:

- 1) Calcolo dell'energia giornaliera richiesta dall'utenza [Wh/giorno]
- 2) Calcolo della potenza necessaria del generatore fotovoltaico [Wp]
- 3) Calcolo dell'accumulo [Ah]
- 4) Scelta del regolatore di carica [A]
- 5) Scelta dell'inverter [W]

Si procede ora all'esemplificazione dei suddetti passaggi per il dimensionamento dell'impianto, anche con esempi numerici.

1) Per calcolare l'energia giornaliera richiesta dall'utenza, è necessario identificare gli apparati da alimentare e calcolarne i consumi, in base al numero di ore di utilizzazione degli stessi nell'arco della singola giornata.

Per ogni apparecchio utilizzatore si calcola l'energia richiesta giornalmente:

$$E=P \cdot h$$

ove con h si intendono le ore di utilizzazione giornaliera.

Per semplicità, nell'esempio si utilizzano pochi carichi.

Si ipotizza di avere n=4 lampade con P=15W che vengono utilizzate per 4 ore al giorno. L'energia giornaliera richiesta da un carico simile sarà:

$$E=P \cdot h \cdot n=15 \cdot 4 \cdot 4=240 \text{ Wh/giorno.}$$

Si suppone inoltre di avere un TV con P=70W che viene utilizzato per 3 ore al giorno. Il consumo giornaliero risulta essere pertanto:

$$E=P \cdot h \cdot n=70 \cdot 3 \cdot 1=210 \text{ Wh/giorno.}$$

Infine si ha una radio con P=15W utilizzata per 4 ore.

Si avrà:

$$E=P \cdot h \cdot n=15 \cdot 4 \cdot 1=60 \text{ Wh/giorno.}$$

Come è evidente, per trovare il consumo effettivo giornaliero dell'utenza basta sommare i consumi degli apparecchi utilizzatori ottenendo:

$$E_{\text{tot}}=240+210+60=510\text{Wh/giorno}$$

In caso di progetto di massima di un nuovo impianto stand alone è anche possibile utilizzare una tabella ricavata da dati statistici che viene riportata in Fig.2.5.

Elettrodomestico	Consumi massimi (apparecchi tradizionali) [kWh/anno]	Consumi minimi (alta efficienza) [kWh/anno]	Risparmio Annuale [€]
Frigorifero	560	320	65
Congelatore	520	300	60
Illuminazione	420	84	90
Lavatrice	570	360	55
Lavastoviglie	672	504	45
Forno elettrico	156	78	20
Forno microonde	0	39	-
TV ON	130	130	-
TV stand-by	105	0	30
Videoreg. ON	55	55	-
Videoreg. std-by	110	0	30
Computer ON	160	120	10
Cpu stand-by	100	0	30
Hi-Fi ON	20	20	-
Hi-Fi stand-by	60	0	15
Altri apparecchi	423	265	45
TOTALE	4061	2275	495

Fig.2.5 - Dati statistici riguardanti i consumi minimi medi di alcuni apparecchi utilizzatori. [9]

Dividendo per 0.365 il valore riportato in tabella si ottiene il consume in Wh/giorno di ogni singolo elettrodomestico.

Per esempio una lavastoviglie consuma 672 kWh/anno, quindi:

$$672/0,365=1841 \text{ Wh/giorno}$$

2) E' possibile ora calcolare la potenza necessaria in Wp del generatore fotovoltaico da installare.

Bisogna anzitutto definire l'inclinazione dei pannelli in moduli cristallini la quale scelta (per impianti ad uso estivo) segue la regola seguente:

$$\text{Inclinazione}=\text{Latitudine}-(10,15^\circ)$$

Per la zona di Milano quindi (latitudine 45,25N) è consigliato inclinare il pannello di 30°. Si noti che non va applicata questa regola a moduli a film sottile.[10]

Può essere necessario disporre i moduli inclinati per filari (file parallele), su una superficie d'appoggio orizzontale tenendo però conto del fenomeno degli ombreggiamenti tra filari. La distanza tra i filari è proporzionale alla altezza dei moduli secondo la regola:

$$d/h = \sin(x) + \tan(23,5^\circ + \text{latitudine}) + \cos(x)$$

ove con x è indicato l'angolo tra il dispositivo fotovoltaico e il piano orizzontale su cui è posto.[10]

Nel caso in cui la superficie d'appoggio sia inclinata opportunamente, lo spazio di ingombro è circa uguale a quello del generatore stesso.

Per definire la potenza nominale dell'impianto è necessario conoscere l'irraggiamento della zona in cui si vuole ubicare il sistema.

Si prende come esempio la località di Milano.

Si deve ora scegliere il periodo in cui si vuole sfruttare la generazione solare, in quanto se nel caso in cui si parli, ad esempio di una seconda casa o di una baita in montagna, l'energia prodotta non sarebbe sfruttata per 365 giorni all'anno, ma ad esempio solo nei week end o d'estate.

Se invece si trattasse di una prima abitazione, l'energia sarebbe sfruttata per tutto l'anno.

Si pone come riferimento il caso in cui si vuole produrre e sfruttare l'energia solo nei mesi compresi tra Maggio e Settembre. Si usa come riferimento il dato di irraggiamento relativo al mese peggiore del periodo.

Ci si riferisce alla tabella in Fig.2.6, dove è considerata la radiazione globale (su superficie inclinata di 30°) in kWh/(mq*giorno) per impianto stand-alone o grid connected ad uso estivo:

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
1.6	2.6	4	4.9	5.4	5.8	6.4	5.6	4.6	3.2	1.8	1.4

Fig.2.6 - Tabella di radiazione globale mensile su superficie inclinata di 30° . [11]

Per impianti ad uso annuale o invernale, si modifica l'inclinazione dei pannelli e la tabella della radiazione globale.

Il mese peggiore tra quelli scelti risulta essere Settembre con un irraggiamento di 4.6kWh/mq giorno, che equivalgono a 4.6 ore al giorno di sole perfetto (o ore di sole equivalente giornalieri [hse]).

Avendo questo dato è ora possibile calcolare la potenza, al lordo delle perdite del sistema, per determinare la potenza [Wp] da installare:

$$P_{\text{lorda}} = E_{\text{tot}} / h_{\text{se}} = 510 / 4.6 = 110.87 \text{ Wp}$$

Dopo una stima al lordo delle perdite, è necessario valutare anche queste ultime, per installare una potenza idonea a supportare il carico preso come esempio:

$$P_{fv} = P_{lorda} / \eta_{sist}$$

ove per η_{sist} si intende il rendimento globale del sistema tenendo conto di:

- x- perdite per scostamento dalle condizioni di targa (temperatura) che saranno ragionevolmente attorno all'8%
- x- perdite per riflessione (ca 3%)
- x- perdite di mismatching di corrente (ca 5%)
- x- perdite in DC (ca 1%)
- x- perdite nel processo di carica-scarica dell'accumulo (ca 12%)
- x- perdite nell'inverter (ca 12%)
- x- perdite per sporcizia sui moduli (ca 1%)

Per avere il η_{sist} è necessario fare il prodotto tra i vari rendimenti netti, cioè:

$$\eta_{sist} = 92\% * 97\% * 95\% * 99\% * 88\% * 88\% * 99\% = 64\%$$

Quindi, la potenza nominale da installare sarà:

$$P_{fv} = 110,87 / 0,64 = 173,23Wp$$

Bisogna ora scegliere la tensione con cui si vuole alimentare il sistema.

La tensione dei moduli si sceglie in base ai range di potenze che vengono tabulate in Fig.2.7.

Tensione di sistema	Range potenza installata
12 V	Fino a 200-300Wp
24V	Da 200-300Wp a 1000-1200Wp
48V	Da 1000-1200Wp a 3000Wp

Fig.2.7 - Tensione dei moduli FV. [12]

Per il nostro esempio si adotta quindi la soluzione a 12V.

I moduli utili disponibili al nostro caso (12V) sono i seguenti:

50Wp 75Wp 100Wp 120Wp 165Wp

Si sceglie quindi di mettere 2 moduli in parallelo da 100Wp per coprire il nostro carico.

3) Per il calcolo dell'accumulo, bisogna, anzitutto, scegliere i giorni di autonomia da dare al sistema.

La scelta va fatta in base alla stagione in cui si utilizza il sistema. Se la stagione è invernale, e quindi la radiazione globale è minore e gli eventi piovosi sono più frequenti e lunghi, è utile fare una scelta che si attesta sui 6-8 giorni.

Questa scelta sottende anche il caso in cui l'impianto venga sfruttato per 365 giorni l'anno.

Se invece come, nel nostro caso, si sfrutta l'energia solo nei mesi estivi, la scelta si può attestare anche sull'ordine dei 3-4 giorni.

Si calcola così l'energia da rendere disponibile nella batteria facendo il prodotto tra il consumo giornaliero e i giorni di autonomia:

$$E_{\text{disp}}=510*4=2040\text{Wh}$$

Si calcola poi la capacità C [Ah] da avere effettivamente a disposizione per garantire l'autonomia scelta:

$$C=E_{\text{disp}}/V_{\text{sist}}=2040/12=170\text{Ah}$$

Come accennato in precedenza, bisogna evitare la scarica totale della batteria, attestandoci sull'ordine della carica minima del 20%, quindi si applica un coefficiente correttivo di 0,8 alla capacità appena calcolata:

$$C_{\text{finale}}=170/0,8=212,5\text{Ah}$$

Bisogna però scegliere la batteria da usare in base alle taglie disponibili in commercio. Andando a studiare le batterie che hanno un range vicino al nostro calcolato si possono attuare 2 soluzioni:

- la prima riguarda 2 batterie da 120Ah con tensione 12V in parallelo;
- la seconda riguarda 2 batterie da 6V da mettere in serie con capacità di 240Ah.

4) Si deve ora scegliere il regolatore di carica, che sarà strettamente legato alla massima corrente producibile dal campo fotovoltaico (I_{cc}).

Avendo scelto 2 moduli da 100Wp in parallelo la corrente massima totale sarà la somma tra le correnti massime erogabili dai 2 moduli stessi, quindi:

$$2*I_{cc,\text{modulo}}=2*6.54=13.08\text{A}$$

Vista la corrente massima erogabile dal generatore fotovoltaico si passa ora alla scelta del tipo di regolatore da adottare; le taglie disponibili sul mercato sono:

6A 10A 12A 15A 20A 30A 45A

Visto che la corrente massima è 13,08A e un regolatore da 15 A risulta un po' al limite, si sceglie un regolatore da 20A.

Infine si sceglie l'inverter da utilizzare per alimentare i carichi in CA. Per fare questo è necessario conoscere la potenza massima assorbibile dall'utenza, facendo attenzione ad eventuali spunti di motori.

Se, nel nostro esempio, funzionassero contemporaneamente tutti i carichi si avrebbe una potenza massima assorbita di:

$$15 \cdot 4 + 70 + 15 = 145 \text{ W}$$

Questa risulta essere la potenza minima nominale che l'inverter può avere.

Ma, al solito, le taglie sul mercato sono standardizzate e bisogna scegliere che tipo di inverter si vuole utilizzare (onda quadra, sinusoidale modificata o sinusoidale pura).

Nel nostro caso, avendo a che fare con piccole potenze e quindi costi piuttosto ridotti, si può andare a scegliere un inverter con onda sinusoidale pura (il migliore sotto tutti i punti di vista) con una potenza di 200W.

Se volessimo anche la modalità stand-by, però, dovremmo sceglierne uno da 400W, che è la taglia minima di inverter che ha questa funzione.

2.3 Descrizione e schemi tipici di impianti grid-connected.

Si passa ora a descrivere un nuovo schema di impianto, l'impianto grid connected, cioè connesso alla rete elettrica.

Gli impianti grid connected, come detto, sono connessi alla rete e utilizzano quest'ultima come se essa fosse una "batteria inesauribile con capacità infinita", e permettono quindi di cedere energia alla rete nel caso in cui in un generico istante la potenza non sia assorbita dall'utenza locale.

Il vantaggio principale di questa soluzione impiantistica, come facilmente intuibile già dalle premesse, è che l'utenza può evitare l'installazione delle batterie dell'impianto permettendo così di ridurre i costi di impianto, di non vanificare il risparmio economico ottenuto con l'energia solare con la sostituzione delle batterie di accumulo al piombo ogni 10-15 anni e di poter disporre in qualsiasi momento di potenza elettrica per gli apparecchi utilizzatori anche dopo diversi giorni di cattive condizioni meteorologiche.

Con l'avvento del Conto Energia vi sono diverse modalità contrattuali di cessione dell'energia prodotta alla rete, ma esse non rientrano negli argomenti trattati dal presente elaborato.

Gli elementi fondamentali per un impianto di questo tipo sono riportati nella Fig.2.8.

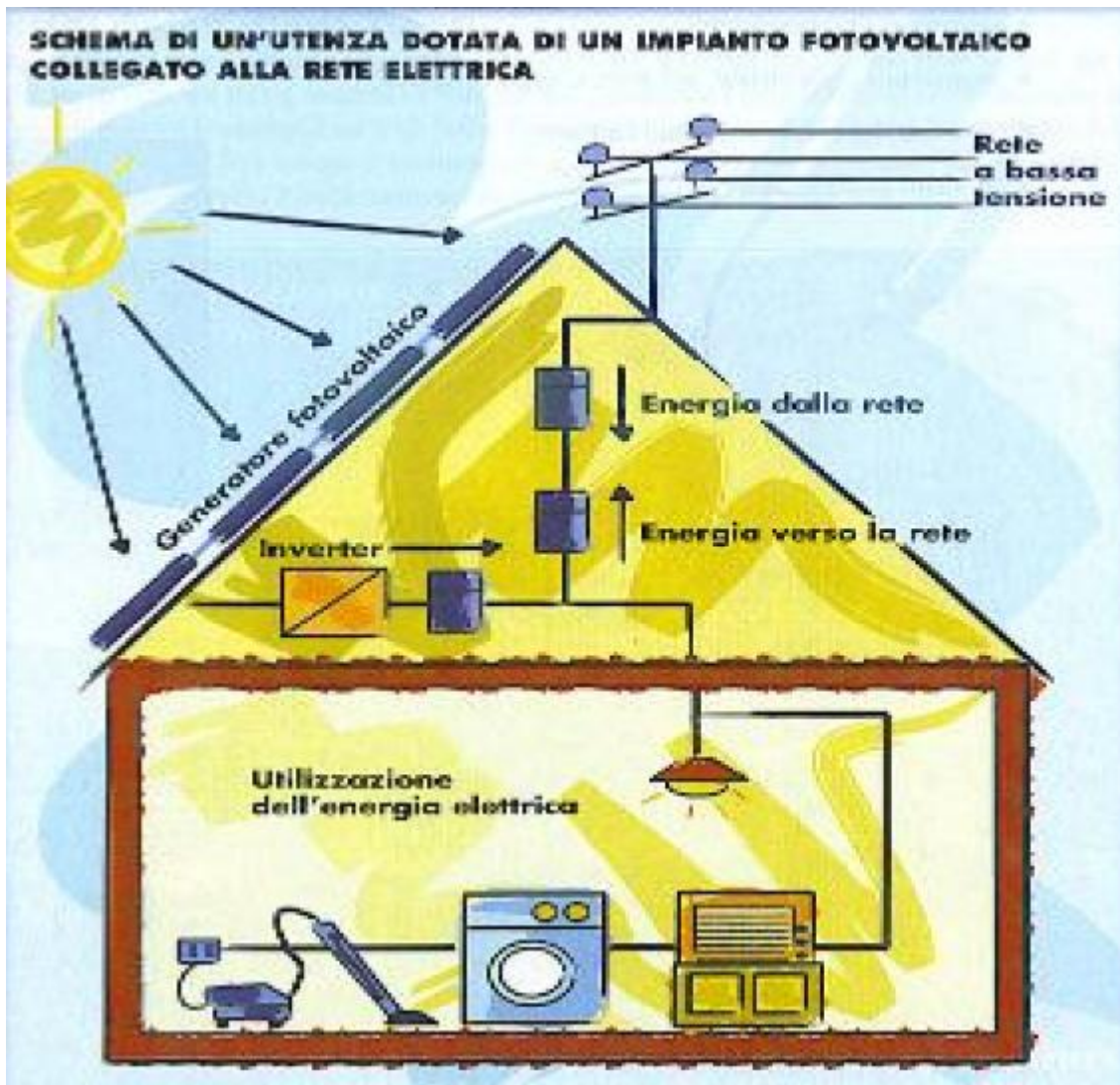


Fig.2.8 - Elementi fondamentali costituenti un impianto di tipo grid-connected. [13]

L'elenco della componentistica fondamentale è la seguente:

- x- un generatore fotovoltaico;
- x- uno o più inverter;
- x- un contatore che conteggia l'energia prodotta (incentivata) a valle dell'inverter;
- x- un contatore che conteggia l'energia ceduta alla rete e uno che conteggia l'energia prelevata dalla rete (o eventualmente un unico contatore bidirezionale);

Si passa ora a descrivere alcuni elementi fra quelli sopra citati.

L'inverter di connessione alla rete è pilotato dalla tensione e dalla frequenza di rete (tensione rete, se BT, 400V e 50Hz).

In mancanza di tensione sulla rete elettrica l'inverter non può lavorare in modo autonomo ("in isola"), per evitare ritorni di tensione sulla rete, che rappresentano un pericolo per i manutentori.

In caso di anomalia sulla rete che provoca una interruzione dell'alimentazione, l'inverter non deve essere in grado di sostenere la tensione.

Tutti gli inverter sono dotati di dispositivo di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT - Maximum Power Point Tracker), che individua istante per istante il punto sulla caratteristica I-V del generatore fotovoltaico che permette il massimo trasferimento di potenza verso il carico.

L'unità di controllo adatta l'impedenza equivalente di rete vista dal generatore fotovoltaico per consentire il massimo trasferimento di potenza.

Quando non è presente un trasformatore, che consenta nell'inverter la separazione fisica tra l'ingresso in continua e l'uscita in alternata, si utilizzano inverter elettronici con controllo dell'iniezione di componenti continue lato rete.

Per il dimensionamento dell'inverter, i valori di maggiore interesse sono la tensione minima e massima per l'MPPT, la tensione massima ammissibile e la massima corrente di ingresso.

Sempre da normativa sono richiesti i sistemi di protezione seguenti:

1) un "dispositivo generale" che è un interruttore magnetotermico con caratteristiche adeguate a protezione della linea inverter-contatore (compresi eventuali carichi collegati) oppure interruttore di manovra (sezionatore) combinato con fusibili.

2) un "dispositivo di generatore" a valle dei terminali del tetto fotovoltaico, che lo esclude in condizioni di aperto. In sostanza è un sezionatore lato continua tra moduli e inverter, inserito per garantire una maggiore sicurezza in quanto i moduli vanno in tensione non appena esposti alla luce e continuano ad esserlo finché non sono totalmente ombreggiati. Sono inoltre installati degli scaricatori che proteggono l'impianto da possibili scariche atmosferiche o sovratensioni.

Bisogna anche tenere conto che la tensione in uscita dal generatore fotovoltaico dipende dalla temperatura ed i dispositivi in DC devono essere in grado di funzionare alla massima tensione a vuoto del generatore fotovoltaico.

3) un "dispositivo di interfaccia" costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione (o da contatore combinato con fusibile o con interruttore automatico) a cui siano asservite le protezioni di interfaccia.

Sono riportati in fig. 2.9 e 2.10 gli schemi tipici di collegamento tra i vari dispositivi principali dell'impianto fotovoltaico grid connected.

Nel caso in cui l'inverter sia installato vicino ai moduli fotovoltaici, i montanti delle diverse stringhe sono collegati direttamente ai montanti del quadro di protezione in DC, posto direttamente sotto l'inverter.

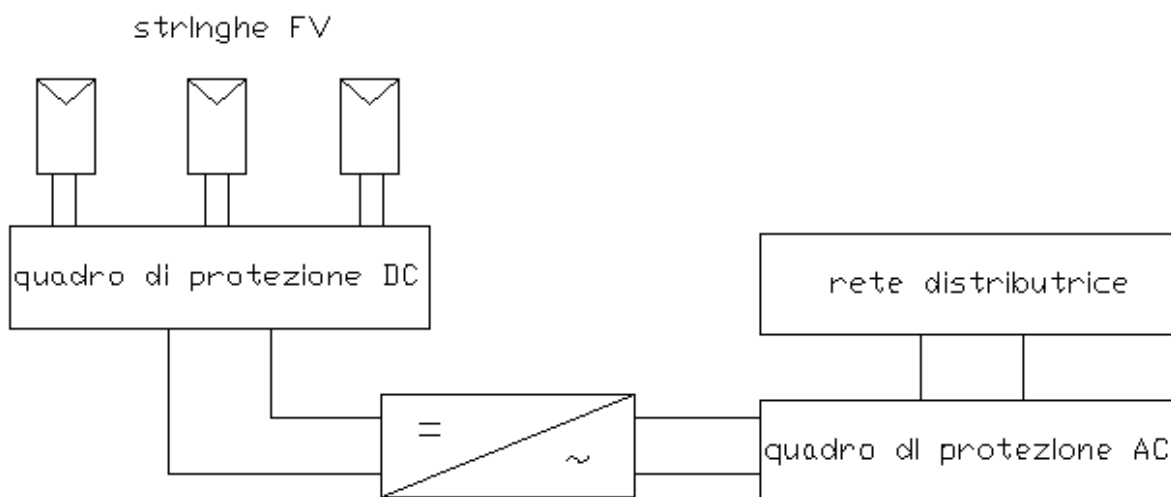


Fig.2.9 - Collegamento diretto tra stringhe FV e quadro di protezione DC. [14]

Nel caso in cui invece l'inverter sia installato lontano dai moduli fotovoltaici, i montanti delle diverse stringhe, vengono collegati eseguendo un parallelo in un quadro di campo da installare in prossimità del campo fotovoltaico. Dal quadro di campo si esce poi con un unico montante per collegarsi al quadro di protezione in DC.

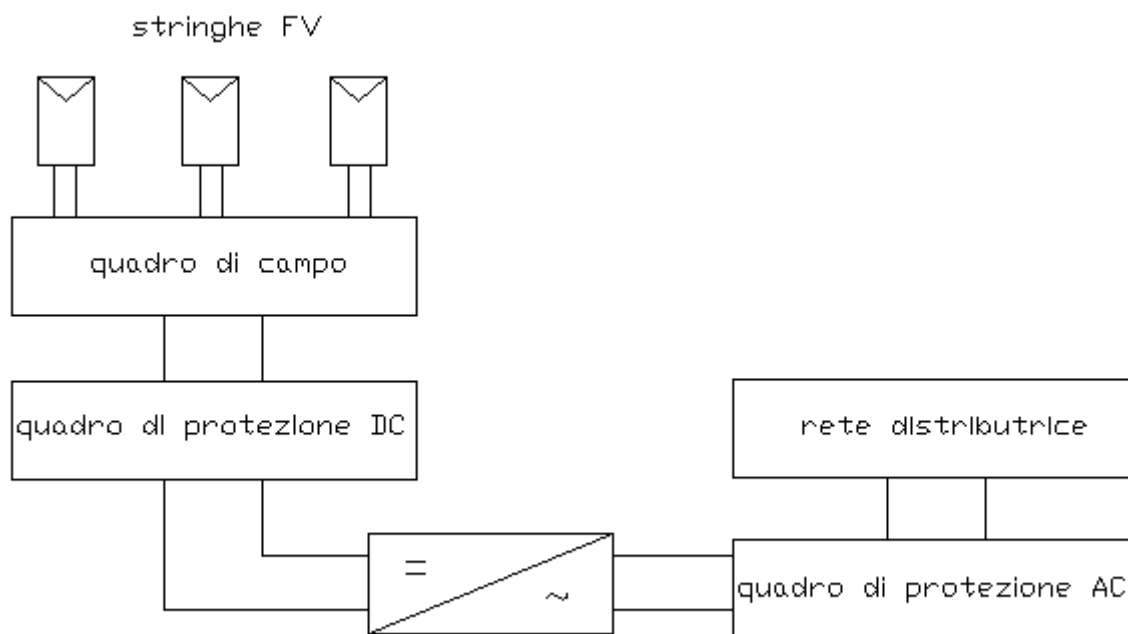


Fig.2.10 - Collegamento delle stringhe FV al quadro di campo, collegato poi al quadro di protezione DC. [14]

Il quadro di campo, come appena sottolineato, adibito permette il collegamento in parallelo delle stringhe in prossimità dei moduli; ha dei morsetti sezionabili con fusibili e prevede anche l'installazione di diodi di blocco.

Nel quadro di campo, inoltre, possono essere installati relè di massima corrente, utili alla protezione dei cavi nel circuito a valle.

Il quadro di protezione in DC è da installare vicino all'inverter e prevede l'installazione di scaricatori di sovratensione e di sezionatori sul lato DC.

Il quadro di protezione in AC, da installare vicino al quadro elettrico del cliente, invece, prevede l'installazione di scaricatori di sovratensioni e di un interruttore magnetotermico (eventualmente) differenziale, per la protezione contro i contatti indiretti.

L'installazione del differenziale è più o meno importante e/o obbligatoria a seconda delle casistiche e della scelta degli apparecchi che verranno o sono installati.

Gli interruttori differenziali possono essere di vario tipo:

- gli interruttori di tipo AC sono sensibili a correnti alternate;
- quelli di tipo A sono sensibili a correnti pulsanti e alternate;
- quelli di tipo B sono sensibili alle correnti alternate, pulsanti e continue.

Le casistiche secondo cui sono necessarie le varie installazioni sono le seguenti:

- occorre installare un differenziale di tipo B, nel caso in cui l'inverter non sia dichiarato conforme alla IEC 64-8, ovvero il differenziale non sia già compreso nell'inverter, a valle dell'inverter stesso in lato AC.
- occorre installare un differenziale di tipo B se oltre a non essere compreso nell'inverter, quest'ultimo non sia dotato di un trasformatore interno a bassa frequenza. La presenza di un trasformatore, tuttavia, negli impianti con $P_n < 20\text{kW}$ è rara, in quanto si ritiene che le perdite siano trascurabili, a valle della generazione.
- occorre installare un differenziale di tipo A a valle dell'inverter lato AC, se la casa costruttrice dell'inverter lo dichiara necessario, ovvero se non è presente né un differenziale di tipo A né di tipo B nell'inverter.
- può non essere installato se la casa costruttrice dell'inverter dichiara che esso sia conforme alla norma IEC 64-8 (che dichiara obbligatoria l'installazione di un differenziale di tipo B sul lato AC a valle dell'inverter)[15].

Si riporta in Fig.2.11 uno schema tipico per un impianto da 3kWp.

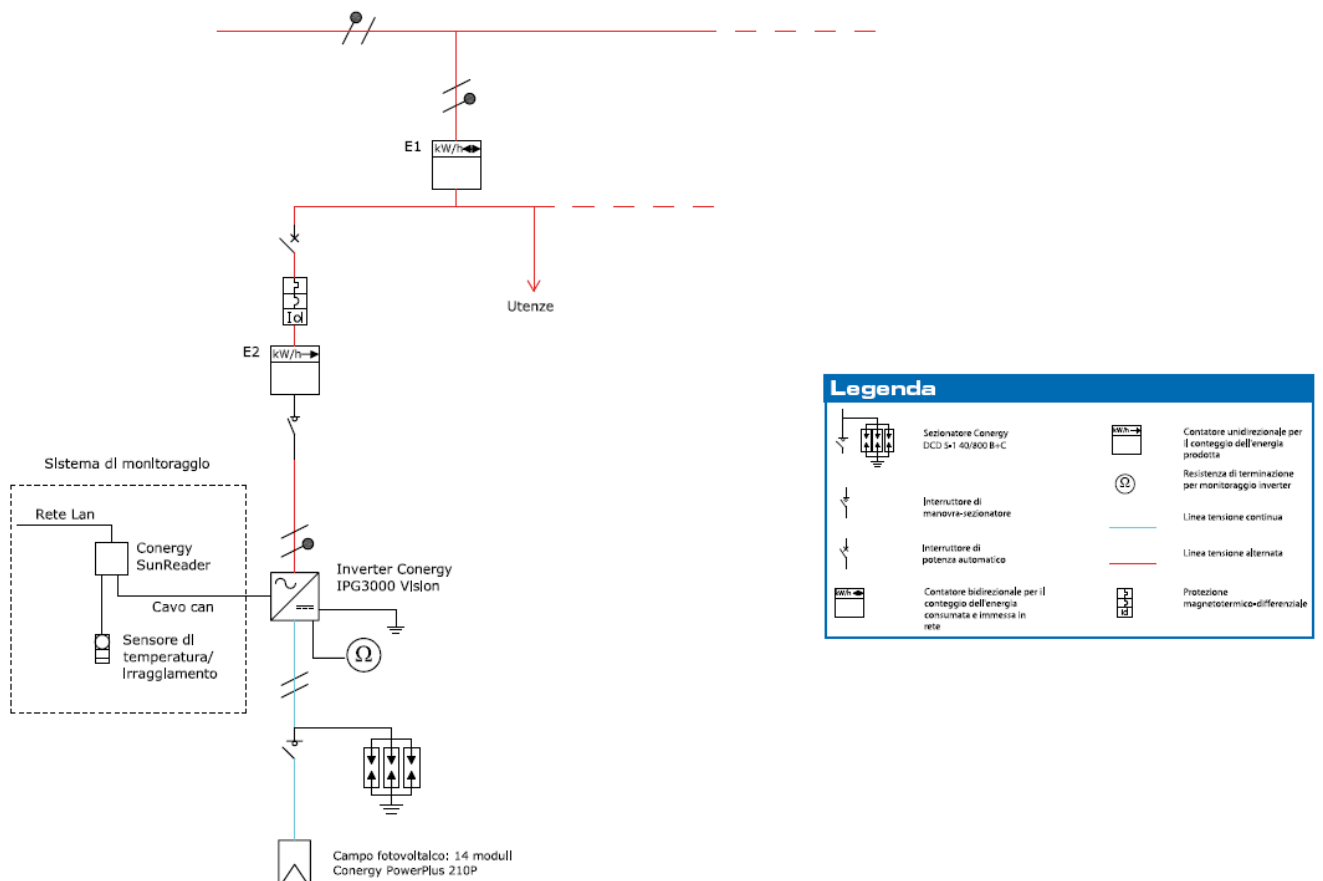


Fig.2.11 - Schema tipico di un impianto grid-connected di potenza nominale 3kWp. [16]

In questo caso la protezione contro le sovracorrenti a valle del tetto fotovoltaico ed a monte del sezionatore risulta superflua.

Infatti essa diventa necessaria solo nel caso in cui vengano collegate numerose stringhe in parallelo, in quanto la corrente di corto circuito di un singola stringa risulta essere di poco superiore alla corrente nominale della stessa.

L'eventuale sovracorrente può essere provocata solo dalle stringhe collegate in parallelo ad alimentare una guasta, come nel caso di impianti con potenza nominale superiore.

Nello schema in Fig.2.12 si nota che l'interruttore magnetotermico (protezione per le sovracorrenti) risulta essere necessario per il collegamento di 2 stringhe in parallelo.

L'impianto ha una potenza nominale di 15kWp.

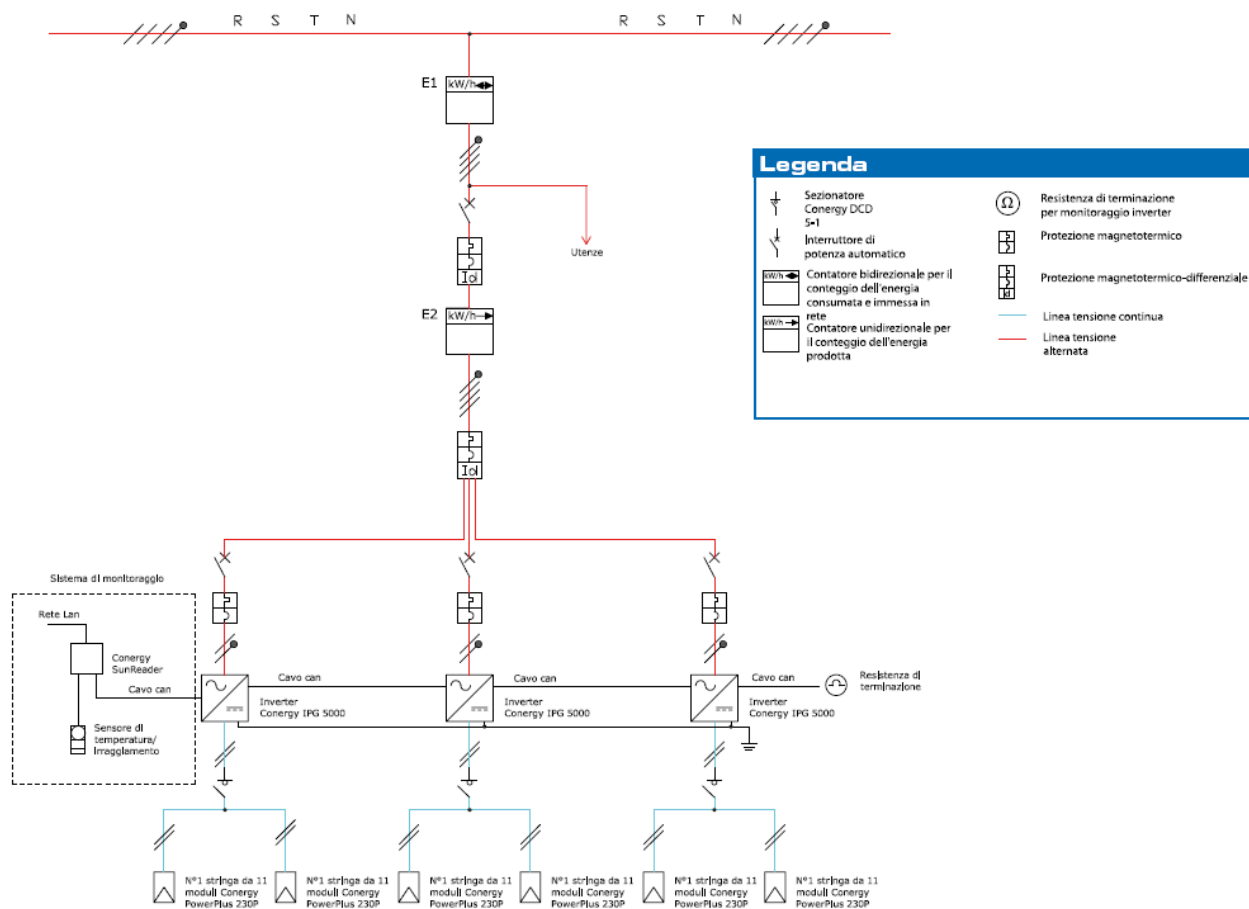


Fig.2.12 - Schema tipico di un impianto grid-connected di potenza nominale 15kWp. [16]

Come si nota, un'altra differenza sostanziale rispetto allo schema di 3 kWp, è la presenza di 3 inverter monofasi da 5kW, una tensione di stringa compresa tra 220 V e 800 V ed una corrente massima di 16,2 A.

Il collegamento alla rete di distribuzione inoltre, essendo un impianto con $P_n > 6\text{kW}$ deve essere effettuato alla rete trifase (anche questo spiega la presenza di 3 inverter monofase, anche per bilanciare meglio il carico in quanto, da norma, lo squilibrio tra ogni fase non deve superare i 6kW).

Nel primo schema invece si aveva un unico inverter monofase.

Si passano ora in rassegna i requisiti principali che deve avere un impianto con potenza nominale pari a 20kWp, che avrà uno schema unifilare simile a quello in Fig.2.13.

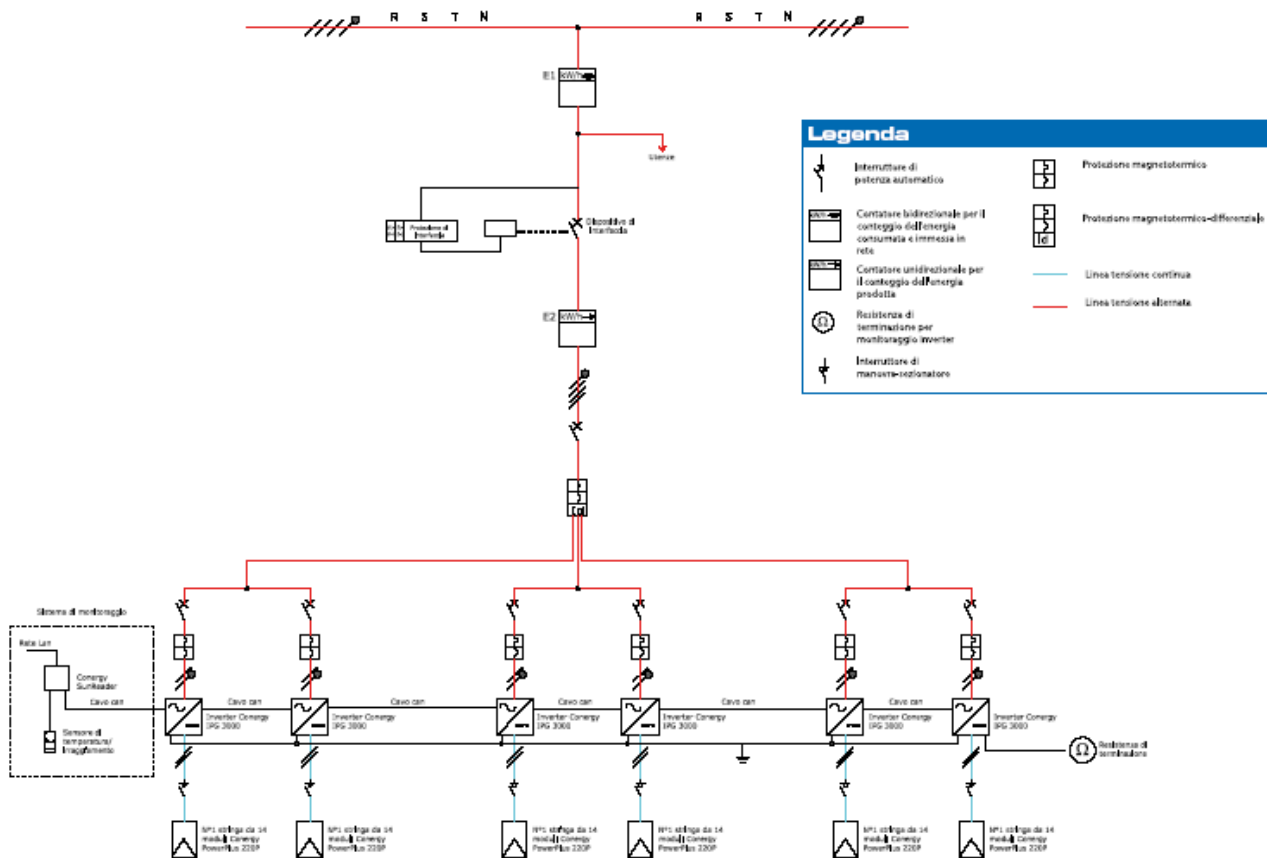


Fig.2.13- Schema tipico di un impianto grid-connected di potenza nominale 20kWp. [16]

L'impianto è composto da 144 moduli policristallini da 210 Wp per una potenza totale di 30,24kWp.

Il campo fotovoltaico è composto da 8 stringhe, ciascuna formata da 18 moduli connessi in serie. La tensione MPP della stringa risulta essere di 523,8 V con una corrente di 7,24 A. Ogni stringa è poi collegata ad un inverter monofase. Gli inverter sono poi collegati a formare un impianto trifase vista la potenza maggio-re di 6 kW.

Se, anziché avere ogni stringa collegata ad un inverter come in questo caso, le stringhe fossero connesse in parallelo tra loro e poi collegate ad un unico inverter, sarebbe importante valutare la tensione delle stringhe, a partire dalle tensioni dei singoli moduli.

In tal caso, infatti, la tensione totale del campo fotovoltaico risulterebbe pari alla media delle tensioni delle singole stringhe.

Il sezionamento a valle dei moduli fotovoltaici è garantito da sei sezionatori (uno per stringa) da 25 A.

Ad ogni stringa è associato un inverter da 3 kW che accetta una corrente massima in ingresso di 10,2 A e tensione massima 800 V.

Sebbene il valore di potenza massima in ingresso all'inverter sia superiore alla potenza nominale ideale dello stesso (3080 W), si deve osservare che si avranno certamente delle

perdite che non faranno mai raggiungere questa potenza ideale in erogazione (cattivo orientamento dei pannelli e fenomeni di mismatch sono i principali motivi). Inoltre, la

massima potenza viene raggiunta solo nel caso in cui i raggi solari siano pressoché perpendicolari al piano dei moduli e vi sia, contemporaneamente, una giornata di bel tempo; condizioni che si verificano in un intervallo limitato di tempo durante l'anno. Quindi un dimensionamento di questo tipo non dà all'impianto perdite né tantomeno un cattivo funzionamento.

Dato che l'impianto è costituito da più di 3 inverter e non potendo, dalla Norma IEC 64-8, collegare più di 3 inverter con dispositivo di interfaccia integrato, occorre installarne uno esterno, anche se si installano inverter con dispositivo di interfaccia.

Non è invece d'obbligo l'installazione di un trasformatore a bassa frequenza poiché si è al di sotto dei 20 kWp, oltre i quali esso è obbligatorio.

Per quanto riguarda l'interruttore differenziale, invece, dipende dal tipo di inverter installato. Solitamente è necessaria l'installazione di un differenziale di tipo A.

Per impianti dai 15kWp in su può essere buona norma monitorare l'impianto e tendenzialmente si utilizzano bus di campo con protocollo CAN.

Si analizza infine un impianto da 30kWp, evidenziando che tutti gli impianti con potenze superiori a questa presentano soluzioni del tutto simili.

Per impianti di questo tipo è già possibile analizzare la possibilità di utilizzare o meno pannelli al telloruro di cadmio (più economici ma con rendimenti leggermente inferiori) in alternativa a moduli al silicio mono o policristallino.

Nel caso presentato di seguito è adottata quest'ultima tipologia di moduli.

L'impianto è composto da 144 moduli al CdTe da 210 Wp per una potenza totale di 30,24 kWp.

Il campo fotovoltaico è composto da 8 stringhe, ciascuna formata da 18 moduli connessi in serie.

La tensione MPP della stringa risulta essere di 523,8V con una corrente di 7,24A.

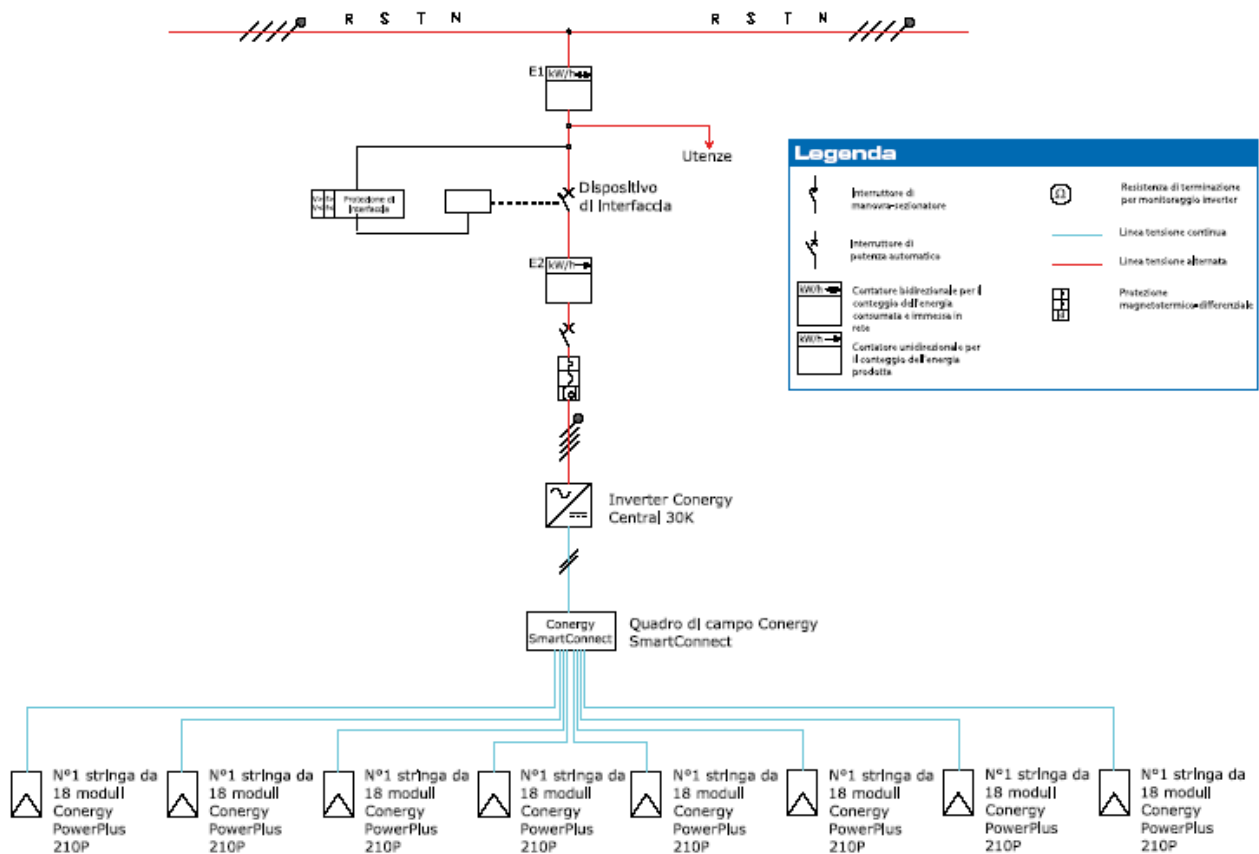


Fig.2.14 - Schema tipico di un impianto grid-connected di potenza nominale 30kWp. [16]

Come si nota dallo schema in Fig.2.14 si ha per la prima volta la presenza di un quadro di campo, sul lato DC, che permette il parallelo delle stringhe e il monitoraggio costante delle correnti erogate dall'impianto e delle tensioni in gioco.

Con la scelta del quadro di campo è sottintesa la presenza di fusibili o di relè a disattivazione elettronica.

Questi ultimi garantiscono un sicuro intervallo di innesco per correnti dirette e inverse.

Non si hanno più inverter adibiti a una o due stringhe, che innalzerebbero di molto il costo dell'impianto, ma un inverter centralizzato a valle del quadro di campo con potenza nominale di 30 kW che accetta tensioni con un range compreso tra i 300 e gli 800 V e correnti massime di 80 A.

Avendo un grado di protezione IP20, esso deve essere posto all'interno e deve avere degli ausiliari di raffreddamento, quali ventilatori, per le parti più soggette a tale fenomeno, che possono creare problemi acustici per il rumore da loro emesso.

L'inverter è anche dotato di trasformatore di isolamento a bassa frequenza (come già più volte citato per $P > 20\text{kW}$) che permette la separazione galvanica tra il lato continuo e il lato alternato.

Questo rende non obbligatoria l'installazione di un differenziale di tipo B.

E' consigliata quindi l'installazione di un differenziale di tipo A.

Per gli impianti con potenza installata superiore ai 20 kWp è obbligatoria la denuncia di officina elettrica (per gli impianti di montagna tale limite è posto sopra i 30 kWp).

CAPITOLO 3

I connettori di potenza negli impianti FV

Nel seguente capitolo verranno descritti i connettori di potenza utilizzati negli impianti fotovoltaici. Essi sono dispositivi elettro-meccanici adibiti al collegamento dei moduli fotovoltaici tra loro e al resto dell'impianto fotovoltaico.

Un modulo fotovoltaico, come è stato descritto nel capitolo precedente, può essere collegato al quadro di campo, al quadro di protezione in DC oppure anche ad un altro modulo, collegandolo ad esempio in serie per garantire la tensione in uscita desiderata, e la connessione è per l'appunto garantita dai connettori di potenza.

I connettori sono sempre presenti a terminazione dei due cavi che escono dalla junction box, un contenitore di materiale tecnopolimero (plastico) che contiene i diodi di bypass posto sul retro del modulo fotovoltaico e fissato ad esso tramite staffe stanziatrici (vedi Fig.3.1).



Fig.3.1 - Junction box fissata sul retro del pannello completa di 3 diodi di by-pass. [17]

3.1 Generalità sui connettori di potenza

La definizione di connettore è la seguente: componente terminale di conduttori che ha lo scopo di garantire la connessione e la disconnessione da un altro componente circuitale. Tale definizione proviene dalla Norma europea EN 50521 "Connettori per sistemi fotovoltaici-prescrizioni di sicurezza e prove" [19].

Tale norma è in vigore dal Dicembre 2009, ed al momento in cui si sta scrivendo questo lavoro non è ancora stata tradotta in italiano. Essa riguarda i connettori di classe II, per tensioni comprese tra i 120 e i 1000V DC, caratterizzati da corrente nominale inferiore o uguale a 125A.

I connettori di potenza costituiscono una parte fondamentale di un impianto fotovoltaico.

Questi elementi, seppur di dimensioni molto piccole, devono infatti avere delle caratteristiche molto particolari e rispondere a requisiti fondamentali, quali:

- x- sicurezza: essi risultano “sotto tensione” anche a contatti aperti (se il modulo è esposto al sole); di conseguenza il problema del rischio di folgorazione richiede la non accessibilità delle parti di contatto dunque non devono essere accessibili, che devono superare il test del dito di prova (vedi par.3.7);
- x- efficienza: essi devono dar luogo a ridotte perdite di potenza così da non ridurre le performance dell’impianto fotovoltaico;
- x- robustezza: essi devono essere resistenti, duraturi e ben isolati poiché montati all’aperto per tempi considerevolmente lunghi. Sono infatti esposti a cicli giornalieri e stagionali di riscaldamento e raffreddamento, nonché a condizioni di elevata umidità in caso di cattivo tempo o nebbie.



Fig.3.2 - Connessione in serie di due pannelli FV tramite connettori di potenza e allacciamento ad inverter.[18]

I connettori di potenza sono utilizzati nella parte in DC degli impianti fotovoltaici e possono essere fissati (mediante dei sistemi che impediscono il movimento dei connettori a causa, ad esempio, del vento, agganciandoli sul tetto) oppure essere liberi da vincoli dove sono stati installati.

Le dimensioni dei connettori ad oggi sul mercato sono differenti per il connettore maschio ed il connettore femmina e variano a seconda della marca e del tipo del modello.

Il diametro del maschio può variare da 4 a 32 mm e la sua lunghezza può arrivare anche a 75 mm (da un minimo di 27 mm).

Il diametro della femmina varia da 4,3 mm a 21-mm e la lunghezza varia da 32,7 mm a 72 mm.

Le dimensioni del maschio e della femmina sono definite anche alla presenza o meno del sistema di bloccaggio.

Il passaggio della corrente dal maschio alla femmina non è diretto, ma è mediato da lamelle elastiche in acciaio, molto sottili e disposte sulla superficie interna del connettore femmina.

Tali lamelle garantiscono il contatto elettrico attraverso la pressione meccanica che si esercita tra la superficie esterna del connettore maschio e la superficie interna del connettore femmina.

La pressione esercitata su tali superfici permette di ridurre la resistenza di contatto dovuta alla rugosità superficiale delle superfici a contatto, inoltre aumenta il valore della forza necessaria ad aprire il contatto.

3.2 Sistemi di bloccaggio per evitare l'apertura dei connettori sotto carico

Ad oggi, sul mercato, esistono diverse tipologie di connettori, dotati o meno di sistemi di bloccaggio meccanico che impediscono l'apertura del circuito elettrico sotto carico e/o permettono la disconnessione solo tramite apposito utensile.

L'apertura sotto carico di un circuito generatore fotovoltaico è una condizione alquanto pericolosa in quanto, essendo le celle assimilabili a generatori di corrente, tale operazione provoca un arco elettrico estremamente intenso e, di conseguenza, molto pericoloso sia per quanto riguarda la sicurezza delle persone, sia per quanto riguarda la componentistica dell'impianto.

Esistono diverse tipologie di meccanismi di bloccaggio, che possono prevedere:

- x- ganci di arresto
- x- meccanismi a scatto
- x- chiusura a baionetta
- x- sistemi push-pull
- x- cerniera

I connettori possono essere suddivisi in due principali "sottofamiglie": con meccanismi di bloccaggio o senza. Essi, per semplicità verranno rispettivamente chiamati di tipo MC4 ed MC3, nomi utilizzati dall'azienda Multicontact [18] - leader mondiale nei connettori e riferimento in tal e ambito - per i suoi prodotti nel campo del fotovoltaico. Le caratteristiche tecniche dei prodotti delle altre case costruttrici attualmente in commercio, infatti, sono del tutto simili ai modelli citati.

Il sistema di connessione compatibile MC3, senza meccanismo di bloccaggio, è mostrato in Fig. 3.3. Esso è costituito da due parti di contatto tornite in rame stagnato, e da un "cilindro" di lamelle posto all'interno della femmina. L'isolamento elettrico è garantito da un rivestimento in plastica (PC/PA) morbida.

Il sistema ha le seguenti caratteristiche:

- Diametro Ø 3 mm
- Corrente
max. 30 A per 6 mmq
max. 20 A per ≤ 4 mmq
- Max. tensione del sistema 1000 V
- Grado di protezione, connesso IP65
- Classe di isolamento II
- Range di temperatura da -40°C a +90°C
- TÜV¹ Rheinland - Design testato



Fig.3.3 - Connettori di marca Multicontact senza sistema di bloccaggio (MC3).[18]

Il sistema di connessione interbloccato, compatibile MC4, costituisce l'evoluzione del primo modello ed è mostrato in Fig. 3.4. Esso è costituito da due parti di contatto realizzate in latta di rame stagnato avvolta su se stessa che costituiscono il maschio e la femmina del contatto vero e proprio. Un "cilindro" a lamelle elastiche in acciaio, posto all'interno della femmina garantisce l'accoppiamento elettrico tra i terminali. Le parti attive sono isolate da un rivestimento in plastica (PC/PA) dura.

¹ I TÜVs (*Technischer Überwachungs-Verein-Associazione di Controllo Tecnico*) sono organizzazioni tedesche che lavorano per convalidare la sicurezza dei prodotti di ogni genere per proteggere l'uomo e l'ambiente contro i rischi. Come consulenti indipendenti, essi esaminano i veicoli a motore, impianti di energia, dispositivi e prodotti (ad esempio beni di consumo) che richiedono un monitoraggio. Le società controllate dalle organizzazioni TÜV può quindi agire come sviluppatori di progetti per i concetti di energia e del traffico, risolutori di problemi, come nella protezione dell'ambiente, e come organismi di certificazione.

Le caratteristiche tecniche principali sono le seguenti:

- Diametro Ø 4 mm
- Corrente max. 30 A
- Max. tensione del sistema 1000 V
- Grado di protezione, connesso IP67
- Facile installazione
- Sistema di bloccaggio «Snap in»
- Classe di isolamento II
- Range di temperatura da -40°C a +90°C
- TÜV Rheinland - Design testato



Fig.3.4 - Connettori di marca Multicontact con sistema di bloccaggio a scatto (MC3). [18]

Le due tipologie di contatti si differenziano sostanzialmente per due caratteristiche fondamentali:

- La forma del rivestimento plastico, in un caso senza sistema di bloccaggio e nell'altro provvisto di tale sistema.
- Il contatto elettrico, in un caso realizzato per tornitura e nell'altro caso ottenuto per piegatura di una latta di rame stagnato).

Lo spessore e le dimensioni del rivestimento plastico giocano un ruolo fondamentale dal punto di vista termico. Infatti il sistema di connessione MC4, come si vedrà in seguito, avendo uno spessore più vicino al raggio critico, ha una capacità di scambio termico maggiore e quindi una migliore capacità di trasferire il calore con l'ambiente.

3.3 Il materiale plastico di rivestimento della parte attiva (conduttrice).

Una parte estremamente importante dei connettori è costituita dal rivestimento isolante in materiale plastico. I materiali impiegati, tra le altre caratteristiche, devono avere un grado di infiammabilità UL94-V0², pertanto i connettori ad oggi in commercio sono realizzati con uno (o la combinazione) dei seguenti materiali:

- x- elastomero poliuretano termoplastico (TPU)
- x- policarbonato (PC)
- x- polifenilenoossido (PPO)
- x- polifenilene (PPE)
- x- polipropilene/elastomeri termoplastici (PP/TPE)
- x- poliammidi (PA)

Tutti questi materiali hanno caratteristiche meccaniche, elettriche, termiche, estetiche e morfologiche molto simili. Tutti hanno elevata resistenza agli urti, una buona stabilità dimensionale (e quindi un basso coefficiente di dilatazione termica) e soddisfacente resistenza all'usura ed ai fenomeni atmosferici.

Essendo materiali UL94-V0, essi hanno ottime proprietà autoestinguenti, ulteriormente migliorabili se drogati con altri materiali.

Una delle poche caratteristiche, empiricamente riscontrabili, che differenziano questi polimeri, è la durezza del materiale: a seconda del materiale utilizzato il contatto può risultare più o meno duro o gommoso al tatto.

3.4 Il problema dell'arco elettrico dovuto alla disconnessione sotto carico.

La problematica principale che riguarda i connettori per impianti fotovoltaici non è legata alle sovracorrenti ed le correnti di corto circuito, visto che le correnti in gioco (anche in caso di guasto) sono vicine al valore delle correnti nominali ($I_{cc}=1.25 \cdot I_n$), ma è costituita dalla soppressione dell'arco elettrico in caso di apertura repentina del circuito sotto carico.

I connettori, infatti, non hanno potere di interruzione, non essendo degli organi di interruzione della corrente; inoltre è importante sottolineare che la soppressione dell'arco elettrico in corrente continua è costruttivamente assai onerosa, in quanto in DC la corrente non presenta passaggi naturali per lo zero. A questo si deve aggiungere il fatto che è impossibile individuare una condizione operativa standard, in quanto le prestazioni del connettore in fase di apertura dei contatti andrebbero valutate in base alla velocità di disinnesto del connettore effettuato dall'operatore o per una situazione accidentale.

² La verifica di tale caratteristica viene effettuata misurando il tempo in cui il provino di materiale plastico, con spessore che può variare dai 3 ai 6 mm, montato orizzontalmente continua a bruciare dopo che sia stato investito orizzontalmente dalla fiamma di un Bunsen (bruciatore a gas usato in chimica) per 30 sec. Secondo la UL 94 HB (Horizontal Burning) il materiale è classificato:

- HB quando il provino con spessore 3 mm brucia ad una velocità massima di 76 mm/minuto;
- V0 quando la fiamma si estingue entro 10s;
- V1 quando la fiamma si estingue entro 30s senza gocciolamento;
- V2 quando la fiamma si estingue entro 30 secondi con gocciolamento.

Inoltre, il flusso di corrente non è costante e varia al variare dell'irraggiamento e non è possibile individuare una condizione operativa standard.

Infine, l'arco elettrico, anche se provocato da correnti basse, cioè mentre il generatore sta erogando potenze anche di molto inferiori alla nominale, danneggia la superficie dei contatti, introducendo delle resistenze localizzate che possono provocare un surriscaldamento del contatto (e della prima parte di cavo ad esso collegato) in condizioni di esercizio nominali, aumentando così anche il pericolo di incendio.

Per questo motivo nei connettori per impianti fotovoltaici è obbligatoria la dicitura "non scollegare sotto carico" oppure un simbolo che lo indichi (vedi Fig.3.5). Inoltre, le caratteristiche elettromeccaniche dei connettori devono rimanere inalterate con temperature variabili dai -40° a $+85^{\circ}$ C e la connessione deve rimanere inalterata anche se i connettori sono sottoposti ad una forza di trazione di 50 N [19].

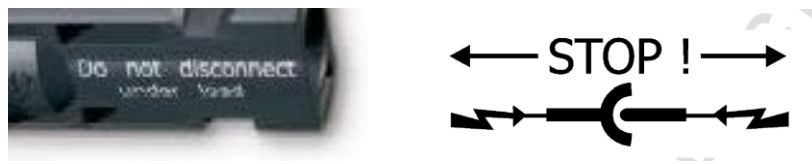


Fig.3.5 - Su tutti i connettori è obbligatoria come da norma EN 50521 la dicitura "non scollegare sotto carico". [19]

3.5 La crimpatura dei cavi al connettore.

La connessione cavo-connettore è sempre fatta mediante crimpatura (schiacciamento meccanico cosicché il cavo rimanga adeso al connettore a causa della pressione esercitata). La connessione elettrica garantita è molto buona ma non potrà comunque raggiungere la qualità ottenibile attraverso processi di saldatura.

Il cavo, prima di questa operazione va "spelato" e questa operazione è fatta tramite una apposita pinza spelafili, oppure con una generica pinza.

I vantaggi della crimpatura rispetto alla connessione saldata sono molteplici:

- indipendenza dalla temperatura, essendo il processo effettuato a freddo senza apporto di materiale;
- eliminazione di incertezza di contatto propria delle saldature fredde;
- assenza di degrado delle caratteristiche elastiche dei contatti femmina (problema derivante dalle temperature di saldatura);
- assenza dei rischi sanitari associati all'uso di metalli pesanti o ai vapori di saldatura;
- conservazione della flessibilità del conduttore immediatamente al di là della connessione;
- assenza di conduttori con isolante bruciato, scolorito o surriscaldato;
- ottima riproducibilità delle prestazioni elettriche e meccaniche delle connessioni;
- più facili controlli di produzione.

Rispetto alle connessioni a vite, altri vantaggi delle connessioni crimpate sono:

- minor caduta di tensione sulla connessione;
- elevata stabilità nel tempo anche in presenza di vibrazioni;
- elevata durata in presenza di corrosione (tenuta ai gas);
- inserzione individuale dei contatti nel connettore (è possibile eliminare i contatti non necessari);
- minore tempo d'esecuzione della connessione;
- possibilità di pre-produzione di conduttori terminati con contatti crimp;
- facile sostituzione di contatti individuali durante la manutenzione;
- possibilità di isolare selettivamente i circuiti in fase di manutenzione mediante estrazione dei contatti dal connettore;

I metodi di crimpatura sono svariati e variano a seconda della marca del prodotto e della marca:

- x- semplice (a contatto rotondo)
- x- a mandrino
- x- a quattro mandrini (sezione quadra)
- x- a quattro punti
- x- a F
- x- a forma esagonale
- x- a B
- x- ovale
- x- a sei punti
- x- butterfly

In commercio vi sono sia pinze apposite per un particolare tipo di crimpaggio sia pinze per le quali esistono inserti diversi, facilmente montabili e smontabili, alle quali è possibile aggiungere dei locatori a seconda della predisposizione della parte conduttrice del connettore per il crimpaggio.

Ad esempio, in Fig.3.6 è illustrata una pinza apposta per la crimpatura circolare del cavo.



Fig.3.6 - Pinza per una crimpatura tonda semplice tonda cavo-connettore.[20]

Come è possibile osservare, i fori della pinza predisposti al crimpaggio sono molteplici e sono dimensionati a seconda della sezione del cavo da crimpare. In Fig.3.7 è invece illustrata una pinza predisposta a effettuare qualsiasi tipo di crimpatura.



Fig.3.7 - Pinza sulla quale è possibile montare diversi inserti di crimpaggio a seconda della crimpatura desiderata.[20]

Su essa possono essere montate tutti gli inserti di crimpaggio che si riportano nelle Fig. da 3.8 a 3.12.

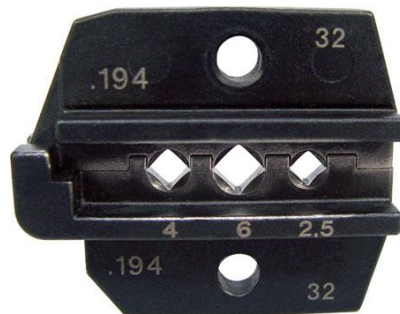


Fig.3.8 - Crimpatura a sezione quadra. [20]

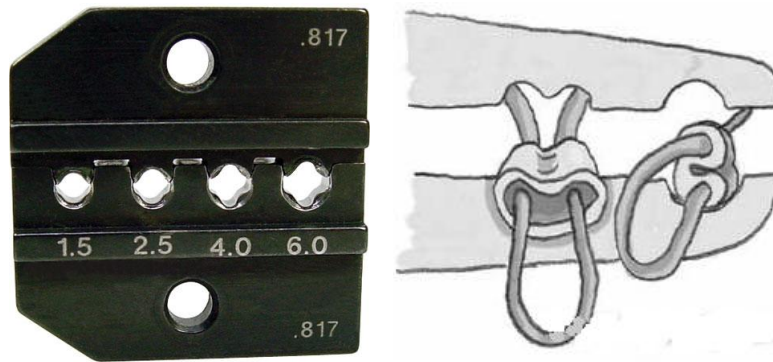


Fig.3.9 - Crimpatura butterfly. [20]

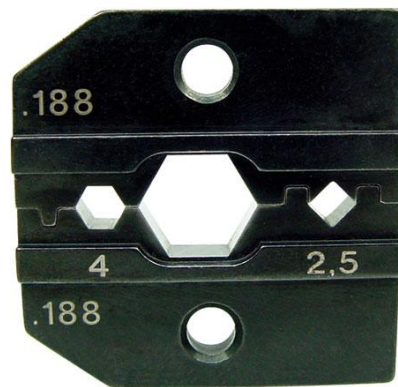


Fig.3.10 - Crimpatura esagonale.[20]

La crimpatura quadrata ed esagonale sono indicate per il crimpaggio di cavi con sezioni grosse e quindi impiegati per correnti elevate. La crimpatura butterfly è invece indicata per il crimpaggio di cavi con sezioni molto piccole.

La crimpatura esagonale e quadrata si applicano inoltre quando le parti a contatto non hanno un restringimento di sezione in prossimità della crimpatura, che abbassa gli sforzi di crimpaggio, tale aspetto sarà trattato in seguito in modo più esaustivo.

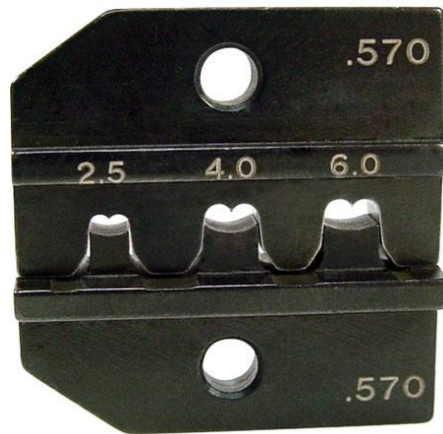


Fig.3.11 - Crimpatura a F.[20]



Fig.3.12 - Crimpatura a mandrino. [20]

3.6 L'isolamento elettrico dei connettori immersi in acqua.

Una ulteriore problematica relativa ai connettori per impianti fotovoltaici è che essi, spesso, sono posizionati all'aperto e quindi sono sottoposti a fenomeni atmosferici (quali irraggiamento solare diretto, temperature estreme, escursioni termiche e piogge) e devono quindi avere un grado di protezione almeno IP55, cioè devono essere resistenti alle infiltrazioni di polvere ed acqua, in condizione di contatto innestato.[19]

Per quanto riguarda lo stato attuale dell'arte, sono riportati i risultati sperimentali ottenuti al riguardo da altri autori [21]. Essi sono stati misurati attraverso dei test in cui i connettori in esame sono stati immersi in una vasca sotto 10 cm di acqua al fine di testare la loro tenuta stagna, simulando il caso in cui il cavo, a causa di uno scolo pluviale, fosse finito sul fondo di una pozzanghera.

La misura della resistenza di isolamento è stata tratta dal flusso di corrente misurabile tra il cavo fotovoltaico e il liquido in cui era stato immerso. La misurazione delle resistenze è stata effettuata in più tempi: la prima subito dopo l'immersione, successivamente a cadenza giornaliera per un periodo di due settimane.

Come previsto tutti i connettori sono risultati sigillati ermeticamente, misurando una resistenza di isolamento sempre superiore a 3 GΩ.

Il rivestimento plastico del connettore può essere rigido, oppure avere una post-crimpatura a vite. In questo caso, dopo aver inserito la parte elettrica all'interno dell'isolante plastico, è necessario avvitare la parte di rivestimento (lato cavo) di modo da fissare e bloccare meccanicamente il filo all'interno di essa.

A questo riguardo, nei test sopra citati, si sono riscontrati alcuni problemi nei connettori che hanno una chiusura post-crimpatura ai capi del connettore, all'altezza dell'attacco col cavo, a vite.

Il pezzo è avvitabile senza alcuno sforzo fino all'arresto, impedendo alla guarnizione di essere premuta in modo sufficientemente saldo intorno al cavo.

In questo caso si ottengono resistenze di isolamento che vanno dai 0,51 GΩ ad inizio test a 0,25 GΩ a fine test, resistenza abbastanza elevata ma che è comunque estremamente inferiore al valore di 3 GΩ che caratterizza i connettori migliori.

Un isolamento di questo tipo è definibile, in ogni caso, con un grado di protezione IP67 e quindi segue le imposizioni normative CEI EN 50521.[19]

3.7 Il test del dito di prova

I connettori possono essere manovrati sotto tensione senza carico, di conseguenza è necessario prestare attenzione al pericolo di fulminazione per contatti diretti. Per questo motivo essi sono realizzati con materiali che garantiscono il grado di protezione Classe II.

Pertanto le parti attive del connettore non devono essere accessibili; tale verifica viene effettuata sottoponendo il connettori al test del dito di prova.

Le caratteristiche del dito di prova sono definite dalla norma IEC 60512: deve essere articolato, presentare un diametro di 12mm e avere una lunghezza di 80mm. Questo va tenuto premuto contro il connettore, con angolazioni differenti, anch'esse prescritte dalla norma, esercitando una pressione di 10 N.

Le prove vanno effettuate sia a circuito chiuso che a a circuito aperto.

Durante il collaudo viene presa in considerazione la protezione dei connettori nel caso in cui si venga a contatto accidentale con le parti sotto tensione; per fare ciò vengono smontati tutte le parti del connettore rimuovibili senza utensili.

Questa prova è molto importante in quanto, negli impianti fotovoltaici, si può arrivare ad un un contatto diretto con una parte in tensione che può arrivare anche a 1000V, che rappresenta la tensione limite massima per cui questi connettori, come i cavi e gli organi di protezione e manovra lato DC, possono essere utilizzati.[19]

Anche in questo caso sono state effettuate delle prove a riguardo su 32 modelli di connettori ed i risultati che seguono sono tratti da tali test.[21]

Mentre a circuito chiuso tutti i connettori sono risultati sicuri, a circuito aperto alcuni di essi si sono rivelati non protetti contro il contatto diretto.

3.8 I dati di targa caratteristici di un connettore.

I dati caratteristici di un connettore sono:

- x- la corrente nominale [A];
- x- la tensione nominale [V];
- x- range di temperatura di funzionamento;
- x- tipo di terminali (con o senza sistema di bloccaggio);

3.8.1 La corrente nominale

A differenza di ciò che riguarda la tensione massima di sistema che i connettori possono sopportare che è sempre pari ai 1000V DC (come da norma EN 50521), un criterio per la scelta di un connettore può essere basato sulla sua corrente nominale.

In commercio, difatti, i connettori, in base alla casa costruttrice, possono avere diverse taglie. I connettori su cui sono state effettuati dei test da altri autori [21] hanno le seguenti taglie:

- x- 42A
- x- 40A
- x- 38A
- x- 35A
- x- 30A
- x- 25A
- x- 22A
- x- 16A

La corrente nominale di un connettore dipende sostanzialmente dal riscaldamento dello stesso e dovuto al surriscaldamento per effetto Joule causato dalla resistenza elettrica dei materiali e dalla resistenza di contatto, e si manifesta quando una corrente circola nei connettori in modalità inserita.

Il valore nominale dell'intensità di corrente che un connettore può sopportare rappresentano la corrente massima che esso può portare in modo continuativo su tutti i contatti, senza che venga superata la soglia superiore della temperatura limite ammessa. Una caratteristica importante dei connettori è quindi quella di poter scambiare in maniera efficiente il calore con l'esterno attraverso la parte isolante, in modo da contenere la temperatura dei materiali isolanti entro valori accettabili.

Anche in questo caso si hanno alcuni risultati dalle prove effettuate da altri autori, sia a contatti scoperti sia completamente montati.[21]

In una prima serie di test, con una temperatura ambiente di 18°C e contatti scoperti, è stata fatta circolare, per ogni connettore, la sua corrente nominale. Per connettori da 16 A le temperature registrate, a contatti scoperti, variano tra i 24 e i 27.2°C a seconda della marca, che rappresentano delle sovratemperature del tutto accettabili.

Anche con connettori completamente montati le temperature misurate rimangono di qualche decimo superiore, e quindi i valori di temperatura rimangono accettabili.

Nel caso in cui si è applicata una corrente di 30 A a connettori in grado di portare tale corrente, si è registrata una temperatura sui contatti che oscilla tra i 30°C ed i 39°C, che raggiunge i 42°C a connettori completamente montati.

Le sovratemperature sono comunque sempre accettabili ma un eccessivo surriscaldamento può dar luogo a perdite cospicue [21].

In base alla corrente nominale dei connettori, si coordina la sezione del cavo da crimpare.

3.8.2 La sezione dei cavi crimpabili al connettore.

Alcuni connettori ammettono un collegamento solo con cavi di una sezione specifica mentre altri possono essere collegati a cavi di diversa sezione.

Ad esempio, alcuni connettori ammettono una corrente massima di 40A coordinati con un cavo da 6mmq, ma essi possono anche essere connessi a cavi da 4mmq se portano una corrente nominale di 35 A, oppure a cavi da 2.5mmq se portano una corrente nominale di 22A.

In un impianto fotovoltaico, la corrente nominale è imposta dal generatore fotovoltaico.

Il coordinamento tra la sezione del connettore e del cavo viene studiato principalmente con il criterio termico e il criterio della massima caduta di tensione che, per applicazioni fotovoltaiche, è conveniente mantenere al di sotto dell'1,5% per contenere le perdite e mantenere valori di producibilità il più elevati possibile. [19]

Nelle applicazioni fotovoltaiche si cerca sempre di coordinare il cavo sovradimensionandolo, tenendo conto che i fusibili extrarapidi non sempre intervengono in tempi ragionevolmente brevi.

Ad esempio, in fase di progetto, per coordinare un cavo con corrente massima generata dal pannello di circa 7A, pur potendo utilizzare tranquillamente un cavo con sezione di 1,5 mmq, si preferisce utilizzare un cavo solare di 3 taglie maggiore (6mmq) e quindi in grado di supportare anche le correnti di cortocircuito teoriche.

In ogni caso, ogni ditta costruttrice mette a disposizione connettori diversi, capaci di portare ognuno la sua corrente nominale, quindi la scelta può essere fatta a seconda della potenza del generatore fotovoltaico.

3.9 I cavi speciali ad uso fotovoltaico

I cavi utilizzati nel fotovoltaico meritano una particolare menzione, in quanto hanno caratteristiche diverse rispetto ai tipici cavi ad uso elettrico.

Visto che tutta l'energia prodotta viene incentivata, è importante utilizzare dei buoni materiali per evitare eccessive perdite di potenza e rendere minimi gli interventi di manutenzione.

Oltre che per i connettori, questo discorso è attuabile anche sui cavi. Per la connessione è possibile utilizzare sia cavi di facile reperibilità (FG7) oppure cavi apposti per applicazioni fotovoltaiche.

Poiché i cavi sono all'aperto ed esposti a irraggiamento diretto e fenomeni atmosferici, i classici cavi FG7 presentano una durata inferiore rispetto a quella che hanno nei loro classici utilizzi (ad esempio interrati in tubazioni dove tali problematiche sono ridotte o del tutto annullate).

Se i cavi FG7 vengono installati all'aperto, come ad esempio per connettere il pannello all'inverter/quadro di campo, la loro durata è di soli 6/7 anni contro una vita utile dell'impianto di 20/25 anni.

I cavi per installazioni fotovoltaiche hanno invece una durata superiore ai 20 anni, vita che risulta perfettamente coordinata per tale applicazione.

Inoltre, i cavi solari hanno il vantaggio di non avere nessuna necessità manutentiva, riducendo i costi durante la vita dell'impianto.

Come già sottolineato, la riduzione delle perdite di potenza è molto importante; un cavo FG7, ad esempio, avendo una vita utile per le nostre applicazioni di 6/7 anni, degradandosi e invecchiando, provoca delle dispersioni di energia che fanno rendere meno l'impianto connesso.

La normativa, inoltre, in caso di installazione di cavi di questo tipo obbliga la posa dello stesso in tubazioni. In tal caso, la spesa per la realizzazione dell'impianto diventa più onerosa e la soluzione impiantistica non è ottimale.

I cavi specifici, invece, in rame con ricopertura stagna, non incrementano le dispersioni per effetto Joule durante la loro vita utile ed il loro isolamento principale ha un degrado decisamente inferiore nel tempo.

I requisiti principali di un cavo fotovoltaico sono i seguenti:

- x- possono tranquillamente essere posati direttamente sul tetto, all'aperto, senza bisogno di tubazioni aggiuntive di protezione;
- x- sono testati per funzionare ottimamente in un ampio range di temperature che vanno dai -50°C ai $+120^{\circ}\text{C}$;
- x- devono essere resistenti ai raggi ultravioletti, poiché esposti direttamente alla radiazione solare e all'ozono, oltre che agli agenti acidi e composti organici, all'idrolisi e ammoniacale.

Inoltre per resistere alle correnti di cortocircuito, in quanto come visto, non sono molto elevate e non sempre è necessaria una protezione ad hoc stringa per stringa, l'isolamento ha una composizione polimerica reticolata, cioè le molecole che lo compongono sono svariate e si intrecciano, o meglio esistono almeno due cammini diversi per collegare due punti qualsiasi della sua molecola, e una composizione di questo tipo è molto adatta per resistere meglio alle sovratemperature.

Per quanto riguarda la parte conduttrice è utile sottolineare che è in rame con ricopertura stagnata. Questa ricopertura non permette l'ossidazione della parte conduttrice e la resistenza del conduttore, come premesso e già evidenziato, rimane costante nel tempo.



Fig.3.13 – Tipico cavo ad uso fotovoltaico con doppio isolamento. [22]

3.10 La resistenza elettrica di contatto e la resistenza elettrica totale

La modalità di connessione tra connettore e cavo è molto importante in relazione alla resistenza totale, in quanto un alto valore di quest'ultima porterebbe con sé delle perdite per effetto Joule elevate, così come sono importanti i materiali conduttori del contatto, per lo stesso motivo.

Il contatto tra maschio e femmina è ottenuto mediante un "cilindro" di lamelle elastiche che nel seguito si andrà a descrivere nel dettaglio, mentre il contatto tra cavo e connettore è assicurato, come già descritto, dalla crimpatura.

Se da un lato le perdite di potenza nei connettori sono piccole in valore assoluto, va comunque sottolineato che il numero di connettori all'interno di un impianto fotovoltaico è molto elevato (almeno una coppia ogni modulo). Le resistenze elettriche totali misurate nei prodotti oggi sul mercato vanno da 0.1 a 0.85 m Ω (crimpatura compresa).

Va sottolineato che per resistenza di contatto, in molte fonti, ad esempio la [21], si intende la somma fra la resistenza dei contatti maschio e femmina, la resistenza introdotta dal "cilindro" a lamelle elastiche e la resistenza di crimpatura.

Qui e nel seguito, si utilizzerà il termine resistenza totale per indicare la somma di tutte le resistenze a contatto inserito sopra citate e resistenza di contatto la resistenza al netto della crimpatura.

Per fare un esempio pratico sull'importanza di mantenere bassi questi valori, un connettore con una resistenza elettrica totale di 5 mΩ, utilizzato per connettere al resto dell'impianto una stringa che produce una corrente nominale di 8A, dissipa in calore un'energia di circa 7680Wh all'anno (se si considerano 1200 ore di funzionamento equivalente a 8A) e nell'arco dei venti anni di esercizio e con una tariffa incentivante odierna di 43 centesimi di euro per kWh sprecherebbe in 20 anni corrente per un corrispettivo di 3,30€.

Come per tutte le tecnologie di contatto, anche per i connettori vale la regola che un aumento di temperatura di 10 K equivale al dimezzamento della durata in esercizio.

I fattori importanti per ottenere una resistenza elettrica totale bassa sono la metodologia di crimpatura, il tipo di materiale utilizzato per i contatti, la regolarità della sua superficie del maschio e della femmina e la pressione delle lamelle sulle interfacce.

I valori sopra riportati si riferiscono a misurazioni effettuate a contatti montati (rivestimento plastico compreso) ed innestati quindi i valori finali saranno al lordo della crimpatura. Inoltre alle perdite del materiale conduttore del connettore risulteranno sommate anche quelle della parte di cavo connessa al connettore crimpato sull'invito, alla resistenza addizionale dovuta alla crimpatura ed alle perdite addizionali dovute al contatto del cilindro a lamelle.

La resistenza di contatto varia inoltre con il numero di cicli di inserzione-disinserzione del contatto, con un aumento della stessa con il numero di cicli a causa dell'usura del materiale.

La norma prevede un numero di cicli nelle prove pari a 50 senza carico, anche se di norma un connettore fotovoltaico non raggiunge una simile quantità di cicli durante la sua durata di esercizio.

3.11 I materiali utilizzati per le parti di contatto elettrico

I materiali con i quali sono realizzate le parti di contatto elettrico sono molto importanti in relazione a quanto illustrato in precedenza, e variano a seconda della marca e del modello di connettore. Si possono trovare contatti realizzati in:

- x- ottone stagnato
- x- lega di rame
- x- rame stagnato
- x- rame e zinco argentato
- x- rame e berillio stagno
- x- rame e berillio argentato
- x- lega di argento
- x- lega di rame con superficie di contatto argentato
- x- fosforo stagnato
- x- bronzo stagnato
- x- rame rivestito oro

Alcune case produttrici utilizzano anche materiali diversi per realizzare il contatto tra maschio e femmina.

Il cilindro a lamelle, invece, è sempre in acciaio per le sue buone proprietà sia elettriche, ma soprattutto meccaniche.

3.12 I connettori di potenza a giunti (T, X e Y)

Per diminuire il numero dei connettori da installare, nel caso in cui l'impianto sia dotato da molti moduli, si possono utilizzare i connettori "a giunti".

Questi sono connettori, che hanno un ingresso multiplo e un'uscita singola, immettono la potenza erogata da ogni singola stringa in un nodo comune, in modo poi da collegare il tutto all'inverter o al quadro di campo, riducendo anche il numero di predisposizioni di ingressi che questi ultimi devono avere.

I vantaggi sono molteplici, in particolare:

- x- l'inverter o il quadro di campo possono avere un numero ridotto di ingressi rispetto al numero delle stringhe;
- x- il costo dei connettori di questo tipo è inferiore rispetto alla somma di quelli singoli;
- x- il montaggio è molto semplice e per nulla differente rispetto al connettore singolo;
- x- è necessario un minor numero di cavi per il collegamento tra la stringa e il resto del circuito.

I giunti possono essere di tre tipi:

- x- Giunto ad Y
- x- Giunto ad X
- x- Giunto a T

3.12.1 I giunti a Y

Un giunto a Y è costituito da due ingressi e un'uscita.

Gli ingressi possono essere accoppiati a due connettori maschi e l'uscita accoppiata ad un connettore femmina oppure viceversa .

Nelle figure 3.14 e 3.15 si hanno due esempi delle tipologie sopra riportate.



Fig.3.14 - Giunto a Y (2 femmine + 1 maschio) - Cavo 4mmq.[22]



Fig.3.15 - Giunto a Y (2 maschi + 1 femmina) - Cavo 4mmq.[22]

Come già detto in precedenza i giunti a Y riducono il numero di coppie di connettori singoli che, se non si utilizzasse questa particolare tecnologia di connettori, si andrebbero ad utilizzare.

In Fig.3.16 è riportato un esempio di connessione realizzato con questo tipo di giunto.

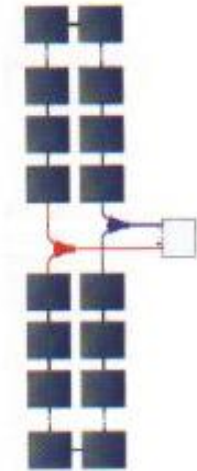


Fig.3.16- Tipica modalità di connessione sfruttando due giunti a Y per il risparmio di montaggio di connettori singoli.[22]

Per collegare le quattro stringhe in Fig.3.15 sono utilizzati 2 giunti ad Y invece che 4 coppie di connettori singoli maschio+femmina.

Il giunto a Y ha due cavi piccoli che arrivano dalle stringhe e una più grande che va all'inverter.

3.12.2 I giunti a X

Un'altra tipologia di connettori che sfrutta molto bene la caratteristica di poter diminuire il numero di contatti singoli che servirebbero per l'allacciamento di più moduli all'inverter, è quella del giunto a X.

Un esempio tipico di un giunto a X è riportato in Fig.3.17.

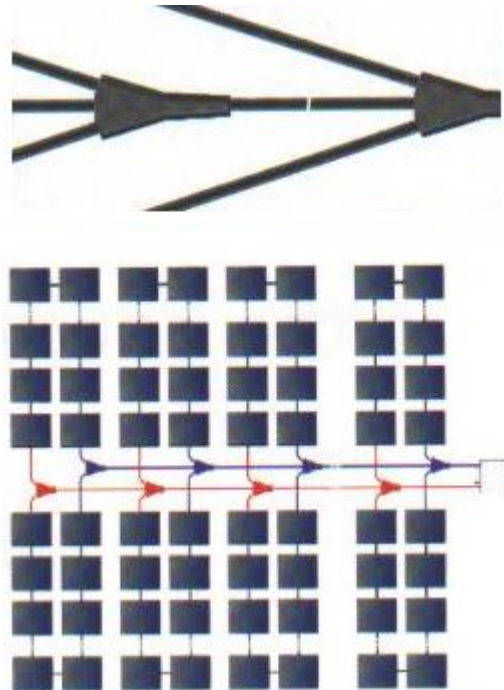


Fig.3.17 - Giunto a X e tipica modalità di connessione sfruttando le caratteristiche di questa tipologia di connettore.[22]

Il giunto a X ha l'importante caratteristica di poter avere 3 ingressi e un'uscita. Con un unico pezzo è possibile evitare l'installazione di 6 contatti singoli.

Tale giunto viene impiegato per fare il parallelo di un numero elevato di stringhe limitando il numero di ingressi dell'inverter o del quadro di campo. Tale caratteristica ben si presta ad impianti con alte potenze installate e inverter di tipo centralizzato.

Sempre in Fig.3.17 si ha un esempio tipico di installazione di giunti a X in un impianto fotovoltaico di medie-grandi dimensioni, con molte stringhe generatrici.

3.12.3 I giunti a T

Si descrive infine l'ultima tipologia di giunto presente sul mercato, il giunto chiamato a T.

Definire il giunto a T come tipologia di connettore a sé stante non è correttissimo, in quanto è possibile classificarlo come un particolare tipo di giunto a Y, con una forma leggermente diversa.

Come si può notare in Fig.3.18, anche il giunto a T presenta due ingressi ed un'uscita, e come il giunto a Y può avere in ingresso indifferentemente una coppia di maschi oppure una coppia di femmine a seconda della tipologia del connettore stesso.

Questo ha due ingressi di dimensioni maggiori per fare da dorsale e un ingresso di dimensioni inferiori per collegare la stringa.

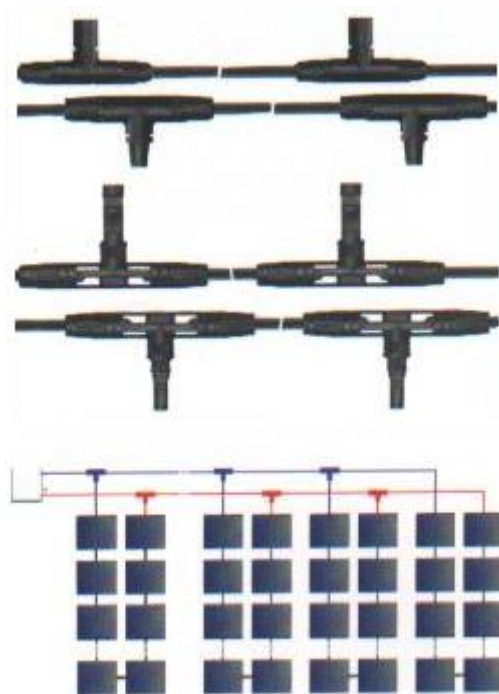


Fig.3.18 - Giunto a T e tipica modalità di connessione sfruttando le caratteristiche di questa tipologia di connettore.[22]

Una caratteristica molto importante, prima non menzionata, per i tipi di connettori a giunti è che questi, come è ben visibile dalla figura 3.17, possono essere montati tra di loro, formando delle combinazioni in serie che possono ridurre il numero di ingressi dell'inverte, del quadro di campo e/o del quadro di protezione in DC.

CAPITOLO 4

Analisi elettro-termica agli elementi finiti di tre connettori di potenza presenti sul mercato

In questo capitolo vengono presentati i risultati, in termini di distribuzione della corrente e di distribuzione della temperatura all'interno dei connettori di potenza. I modelli tridimensionali dei connettori sono sviluppati in grafica vettoriale con il programma AutoCad³ [23] ed il programma Comsol Multiphysics⁴ [24] è utilizzato per risolvere le equazioni che modellizzano il problema relativo al comportamento elettro-termico del connettore di potenza per sistemi fotovoltaici.

Gli obiettivi di tale studio sono i seguenti:

- x- determinazione del percorso della corrente nelle parti di contatto elettrico;
- x- determinazione della densità di corrente sulle superfici di contatto elettrico e nei punti critici;
- x- determinazione della potenza persa per effetto Joule nel materiale di contatto elettrico e nei punti critici;
- x- determinazione della resistenza elettrica totale, di crimpatura e di contatto;
- x- determinazione delle sovratemperature massime e minime dovute al passaggio della corrente;
- x- determinazione della resistenza termica di scambio con l'ambiente e la resistenza termica del rivestimento isolante del connettore.

L'analisi che si va ad eseguire è in regime stazionario.

³ AutoCAD è il primo software CAD (computer aided design) sviluppato per PC, introdotto nel 1982 dalla Autodesk. È utilizzato principalmente per produrre disegni bi/tridimensionali in ambito ingegneristico, architettonico, meccanico, etc. Il documento prodotto è di tipo vettoriale, ovvero le entità grafiche sono definite come oggetti matematico/geometrici: questo permette, diversamente da quanto succede nei documenti grafici di tipo bitmap, di scalarle ed ingrandirle indefinitamente.

⁴ Comsol Multiphysics è un solutore di problemi di vario tipo (fisici e ingegneristici) mediante analisi agli elementi finiti. È in grado di simulare il comportamento di componenti elettrici, eseguire analisi di trasmissione del calore, simulare reazioni chimiche etc...

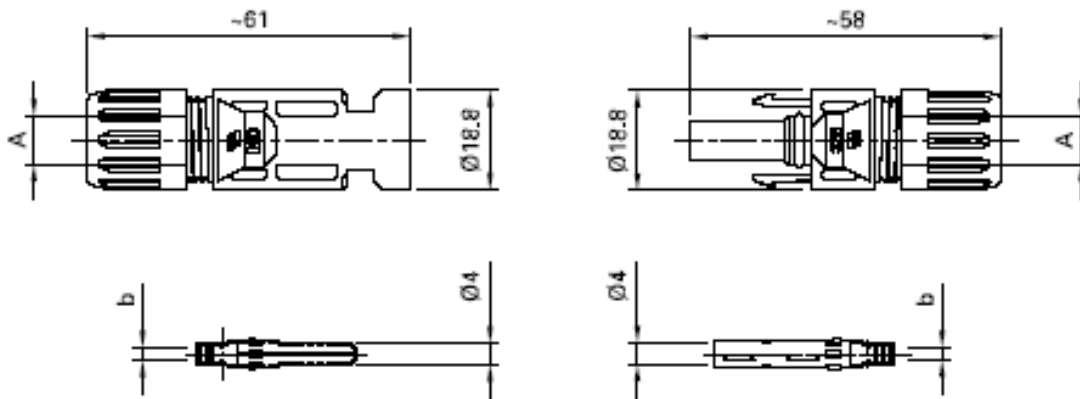
4.1 Connettore di marca Multicontact MC4 provvisto di sistema di bloccaggio

Il primo tipo di connettore analizzato e il modello è il PV-KST4 (maschio) e PV-KBT4 (femmina) della Multicontact, della famiglia MC4, quindi provvisti del sistema di bloccaggio. Esso è mostrato in Fig.4.1 dove sulla sinistra è illustrato il sistema di isolamento in PC/PA mentre sulla destra è illustrata la parte attiva in rame stagnato.



Fig.4.1 - Connettore di potenza di casa Multicontact, tipologia MC4 con meccanismo a scatto di bloccaggio.[18]

In Fig.4.2 sono riportate le sezioni dei componenti, con le relative dimensioni.



A=13mm

b=3mm

Fig.4.2 - Dimensioni dei connettori di potenza MC4.[18]

Si riportano ora in tabella A.1 e A.2 i dati di targa dei pezzi:

MASCHIO	
Corrente nominale	20A (2,5mmq) / 30A (4mmq)
Tensione nominale	1000V
Tensione applicata per il test	6kV , 50Hz , 1minuto
Resistenza elettrica totale	0,36mΩ
Materiale di contatto	Rame stagnato
Materiale di isolamento	PC/PA
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	<50N
Forza di estrazione	500N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +90° C
Temperatura limite superiore	105° C

[Tabella A.1] - Dati di targa connettore maschio MC4.[21]

FEMMINA	
Corrente nominale	20A (2,5Mmq) / 30A (4mmq)
Tensione nominale	1000V
Tensione applicata per il test	6kV , 50Hz , 1minuto
Resistenza elettrica totale	0,36mΩ
Materiale di contatto	Rame stagnato
Materiale di isolamento	PC/PA
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	<50N
Forza di estrazione	500N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +90° C
Temperatura limite superiore	105° C

[Tabella A.2] - Dati di targa connettore femminaMC4.[21]

E' bene ricordare che, per definizione, la temperatura limite superiore è data dalla somma tra la temperatura ambiente e l'aumento della temperatura massimo (a regime termico) a cui arriva il connettore percorso dalla propria corrente a una temperatura ambiente di 85° C. Questo valore varia da connettore a connettore a seconda delle caratteristiche geometriche, dei materiali e della quantità di materiale utilizzato in fase di costruzione.

Nelle simulazioni qui proposte verranno utilizzate due geometrie:

- x- la prima modella solo la parte conduttrice, attraverso la quale si andranno a trovare le linee di flusso del campo di densità di corrente, i punti di maggior addensamento di corrente che coincidono con i punti dove viene prodotto calore per effetto Joule;
- x- la seconda modella anche la parte isolante (quindi l'isolamento del cavo e il rivestimento plastico della parte adibita al contatto elettrico).

4.1.1 Definizione delle geometrie interessate all'analisi FEM per il connettore MC4

I disegni in 3 dimensioni delle geometrie oggetto di studio sono stati realizzati in AutoCad e successivamente importati in ambiente Comsol.

Il sistema utilizzato per il disegno è stato quello di riportare in scala dapprima una semisezione del componente (ad esempio dividendo in due parti simmetriche orizzontalmente la parte conduttrice del maschio), editarlo come polilinea ed eseguire la rivoluzione prendendo come asse quello orizzontale.

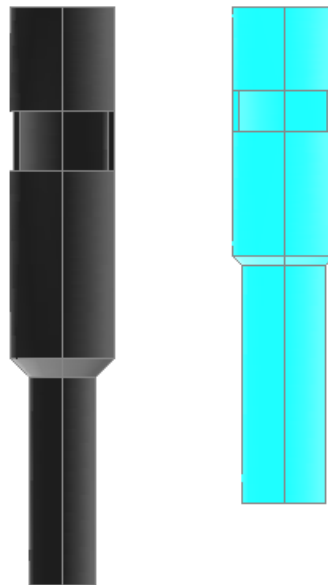


Fig.4.3 - Disegno in Autocad dei pezzi in rame stagnato, maschio (in nero) e femmina (color ciano)

All'interno della femmina è collocato un cilindro a lamelle che ha la duplice funzione di contatto elettrico e di compressione meccanica del maschio sulla femmina di modo che il contatto sia il più saldo possibile. Queste lamelle sono in acciaio, in quanto questo materiale ha buone proprietà sia elettriche sia meccaniche. Non potrebbero in ogni caso essere in rame puro a causa della sue pessime caratteristiche elastiche.

L'acciaio, invece, garantisce al cilindro a lamelle una buona deformabilità e delle buone proprietà elettro-meccaniche.

Tuttavia vi sono delle perdite addizionali dovute sostanzialmente al fatto che la forza di coesione in fase di contatto non è uniforme e le superfici a contatto non sono ideali come nel modello Comsol, nel quale le parti a contatto sono perfettamente incastrate.

Sarebbe però molto difficile quantificare ed introdurre una resistenza addizionale dovuta a questo fenomeno, e questo aspetto costituisce un limite del modello.



Fig.4.4 - Disegno in Autocad del cilindro a lamelle

A contatto inserito, il maschio quindi va a contatto con il cilindro a lamelle (come si può notare dalla Fig.4.5) attraverso le quali avviene il passaggio di corrente dal connettore maschio al connettore femmina.



Fig.4.5 - Visione del contatto tra maschio e lamelle a maschio e femmina uniti

Per valutare la correttezza del modello e per confrontare empiricamente i risultati delle simulazioni che si procede ad effettuare, ci si rifarà ai test pubblicati da altri autori [21].

Una parte fondamentale del modello, è la sorgente di corrente, ovvero il cavo. I test in [21] sono stati effettuati con una corrente imposta di 16A, ma non è stata segnalata la sezione del cavo crimpato ai connettori.

Si ipotizza, nel modello qui proposto, che siano stati utilizzati cavi da 4mmq per due motivi:

- x- i cavi utilizzati nel fotovoltaico sono sempre leggermente sovradimensionati rispetto alle correnti in gioco.
Quindi se, in fase di progettazione di un normale circuito di potenza in AC un cavo da 2,5mmq porta 16A, in fase di progettazione di un impianto fotovoltaico si sceglie di sovradimensionare il cavo di una taglia, scegliendo per l'appunto un 4mmq.
- x- tutti i connettori testati hanno la possibilità di crimpare cavi con questa sezione, alcuni in modo esclusivo.
Quindi, per avere dei risultati confrontabili si ipotizza che il cavo adottato in tutti i test, e quindi riprodotto in tutti i modelli, sia da 4 mmq.
Dunque se alcuni connettori potevano supportare esclusivamente cavi da 4mmq e tutti gli altri davano la possibilità di crimpatura con un cavo di queste dimensioni, si ritiene ragionevole un test effettuato con cavi di questo tipo.

La geometria del problema è dunque complessivamente definita, così come sono stati descritti i vari componenti e le varie funzioni che essi hanno.

E' ora necessario riportare la geometria stessa in Comsol, in modo da poter procedere con la vera e propria analisi agli elementi finiti della distribuzione della corrente all'interno del connettore.

Innanzitutto aprendo il programma, si deve scegliere dalla Libreria modelli di Comsol, quello necessario per questo tipo di simulazione, e quindi l'AC/DC Module, modello elettrico statico in regime stazionario, mezzo conduttivo DC.

Importando la geometria in Comsol si ottiene una schermata simile a quella in Fig.4.6, prima e dopo la meshatura (in rosa sono evidenziate le lamelle interne):

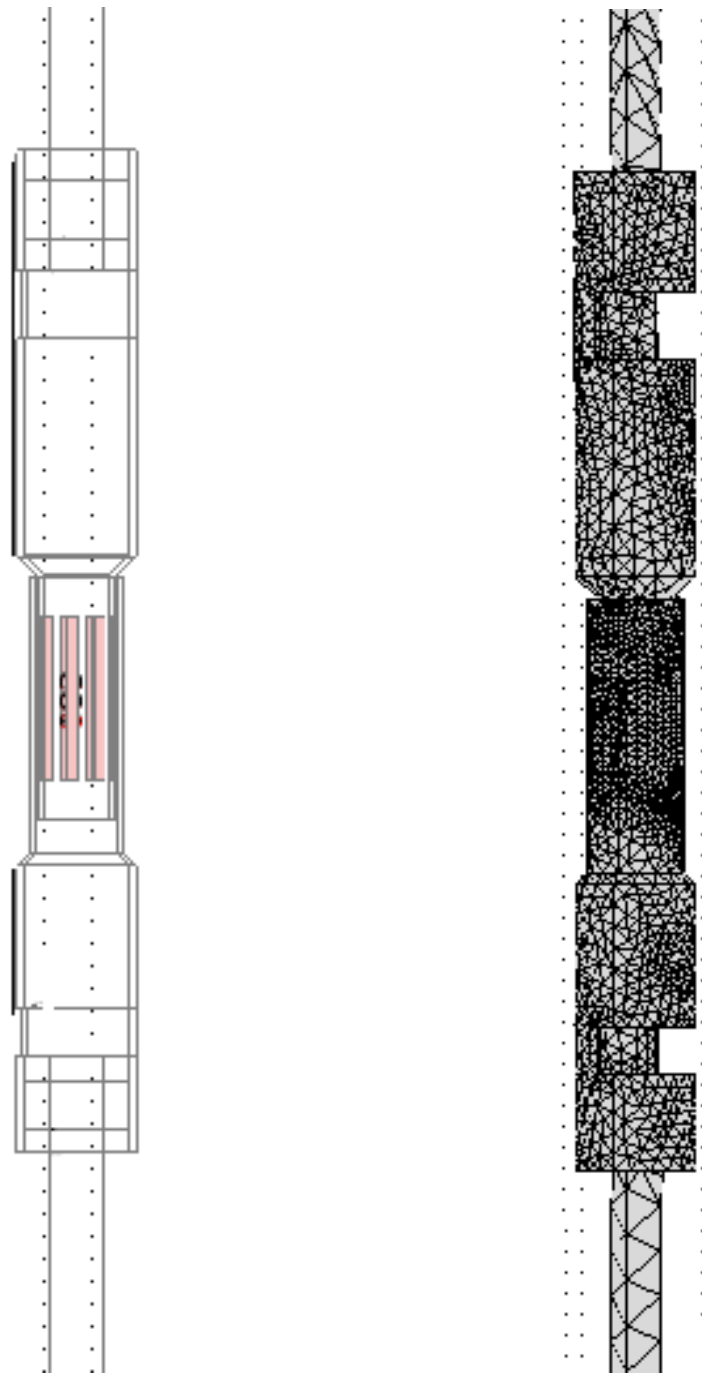


Fig.4.6 - Visione e meshatura delle parti di contatto in rame (ambiente Comsol)

Per prima cosa si devono definire i sottodomini, indicando il materiale di cui sono composti, o alternativamente, impostando le proprietà elettriche necessarie alla simulazione.

Si definiscono tre gruppi di oggetti principali:

- x- i contatti veri e propri, in latta di rame stagnato, avvolta su se stessa;
- x- i conduttori in rame, crimpati all'ingresso del contatto;
- x- i lamierini, in acciaio, che portano a contatto il maschio con la femmina.

I dati di ogni materiale sono già presenti nella Libreria materiali di Comsol, dalla quale sono stati importati.

Le condizioni al contorno sono state imposte nel modo seguente:

- x- una corrente entrante di 16 A, con densità di corrente in direzione assiale alla sezione di ingresso del rame del cavo crimpato con la femmina,;
- x- il potenziale di terra (per fare richiudere il circuito) sulla parte di rame del cavo crimpato col maschio.

Per quanto riguarda le altre condizioni al contorno, si impone l'isolamento elettrico, in quanto adiacenti all'aria e al materiale isolante.

Il modello così impostato può essere risolto ed i risultati più significativi che sono stati diagrammati sono:

- x- le linee di flusso del campo di densità di corrente;
- x- il modulo della densità di corrente;
- x- il calore prodotto per effetto Joule;
- x- la temperatura raggiunta dal connettore.

4.1.2 Soluzioni e diagrammi dei risultati ottenuti con riferimento al regime stazionario

4.1.2.1 Linee di flusso del campo di corrente J

In Fig.4.7 si riporta l'andamento delle linee di flusso della corrente (in rosso).

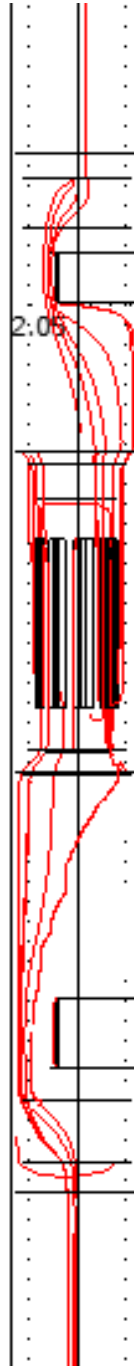


Fig.4.7 - Linee di flusso del campo di corrente J.

In Fig.4.8 si riporta un ingrandimento delle linee di campo in prossimità della crimpatura, dove già si nota un forte addensamento di corrente.

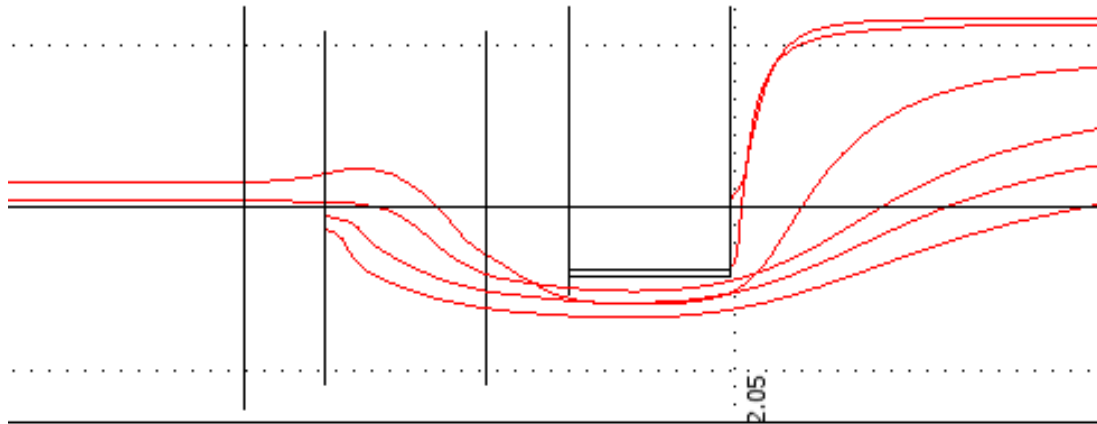


Fig.4.8 - Linee di flusso del campo di corrente nella sezione di invito alla crimpatura, dove la sezione utile al passaggio della corrente si riduce

La crimpatura è identica da entrambi i lati e quindi il problema è simmetrico. L'ingrandimento sopra riportato riguarda la crimpatura della femmina.

4.1.2.2 Conducibilità elettrica dei mezzi conduttivi

Un parametro interessante per quanto riguarda il modello è quello della conducibilità elettrica: in Fig.4.9 ne è riportato l'andamento.

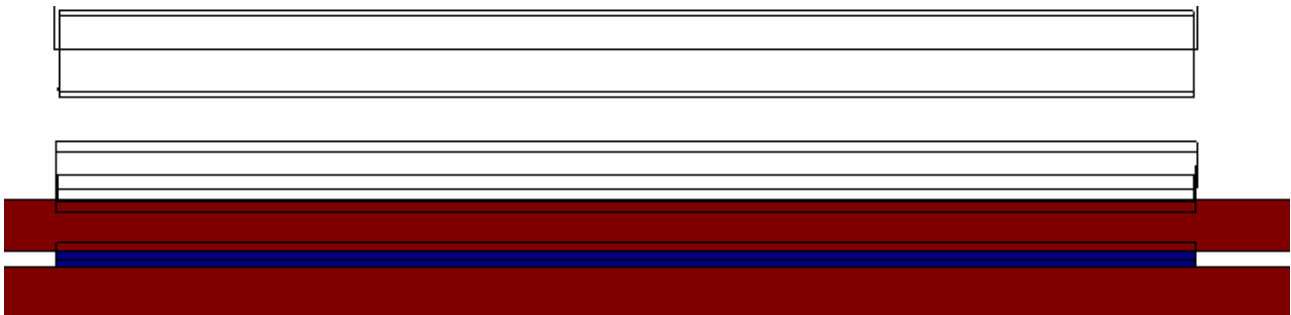


Fig.4.9 - Conducibilità elettrica nel punto in cui cambia il materiale, all'altezza delle lamelle (marrone connettori, rame- blu acciaio, lamelle)

In color marrone è riportata la sezione in rame mentre in blu è riportata la sezione in acciaio. Nell'implementazione del modello è stata imposta la condizione di linearità della resistività in funzione della temperatura, ma di questo si parlerà più avanti.

Il contatto e il cavo sono in rame quindi, ciò a cui noi più interessa, è che la conducibilità cambia tra questo materiale e l'acciaio delle lamelle, e per questo in Fig.4.9 è riportato un ingrandimento solo della parte sopra descritta.

4.1.2.3 Modulo della densità di corrente totale

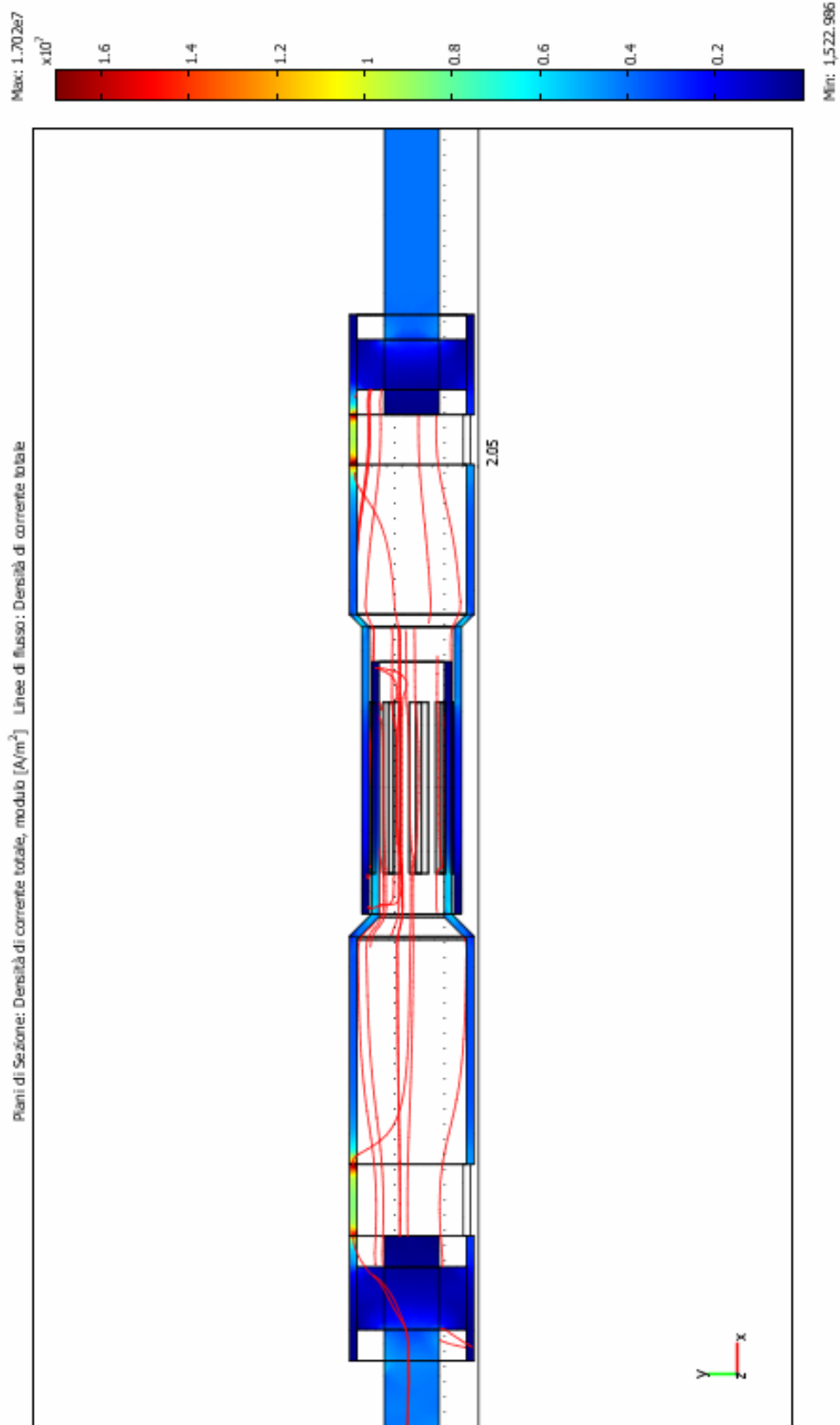


Fig.4.10 – Densità di corrente totale, modulo

In Fig.4.10 viene riportata la soluzione della simulazione per quanto riguarda la densità di corrente totale passante nel connettore. La scala riportata è in A/m^2 .

Tale grafico rappresenta in modo più dettagliato e con informazioni di tipo quantitativo ciò che è già illustrato qualitativamente dalle linee di flusso del campo di corrente. L'addensamento di corrente maggiore si trova in prossimità della crimpatura, in cui la sezione di passaggio della corrente si riduce.

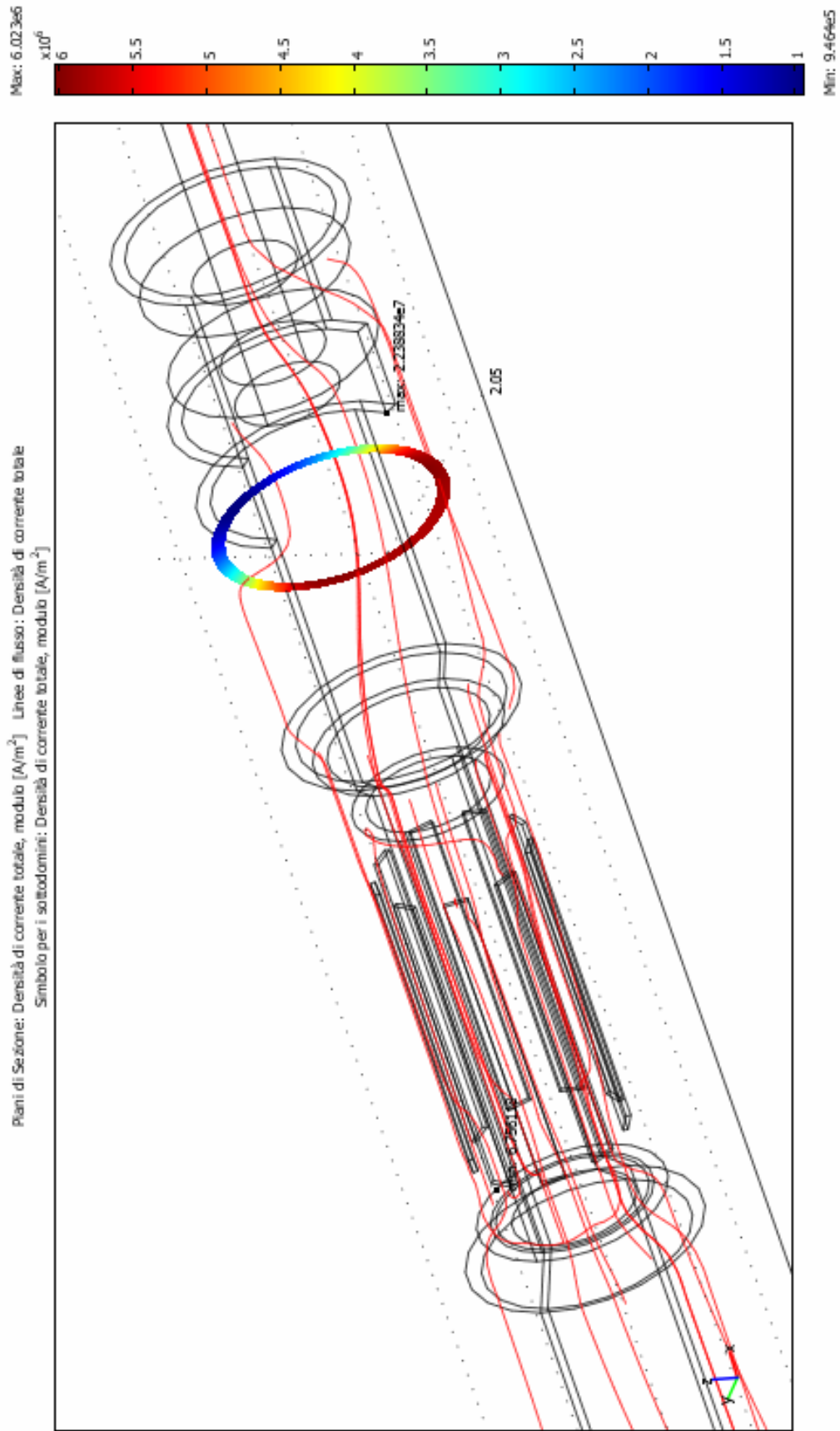


Fig.4.11 – Densità di corrente totale, modulo, nella sezione di invito alla crimpatura

Alla scala cromatica della densità di corrente del connettore sono sovrapposte le linee di flusso del campo vettoriale J . Come già detto, più le linee di flusso sono fitte, maggiore è la densità di corrente passante nel connettore.

La riduzione di sezione risulta un problema per quanto riguarda le perdite per effetto Joule, ma risulta essere un aiuto in fase di crimpatura; infatti, diminuendo la sezione in quel punto si esercita un minor sforzo in fase di serraggio.

Non in tutte le taglie di connettori è però possibile una riduzione di sezione così ampia in luogo di crimpatura, specie se dimensionati per sopportare correnti nominali elevate (ad esempio 42 A (la taglia massima disponibile sul mercato)).

In questi casi si possono adottare diverse soluzioni alternative a quelle proposte nel caso in esame:

- x- utilizzo di contatti pieni (e non di lamiere avvolte, con sezione interna a contatto con l'aria) di modo da annullare la riduzione di sezione dei contatti;
- x- crimpatura esagonale (che richiede un minor sforzo di innesto e quindi una minor forza da applicare al momento della crimpatura in quanto in questi casi non si attua il dimezzamento della sezione tra la sezione adibita alla crimpatura e il contatto vero e proprio).

4.1.2.4 Calcolo della resistenza elettrica

In paragrafo viene illustrata la metodologia utilizzata per il calcolo della resistenza elettrica. In questo lavoro si è utilizzato un metodo energetico, per cui si sono determinate perdite per effetto Joule totali, integrando nei sottodomini interessati (cavi esclusi) le perdite specifiche per effetto Joule, e dividendo tale valore per il quadrato della corrente passante nel connettore.

Si ottiene, per questo tipo di connettore, una resistenza totale di 0.19 m Ω , più bassa del valore ricavato sperimentalmente da altri autori [21] ciò che è imputabile alle ipotesi riportate nel paragrafo 4.1.2.6.

I test riportati in [21], infatti, danno un risultato di resistenza totale pari a 0.36 m Ω al lordo della crimpatura e di una piccola parte di cavo. Questo valore, essendo calcolato mediante la formula $R=P/I^2$, include nella P le perdite nella sezione di cavo crimpato utilizzato per il test, che sono ben più alte rispetto al resto del sistema oggetto di studio.

Si può dunque chiamare resistenza di crimpatura la differenza tra il valore ricavato nei test e la resistenza ottenuta dai modelli realizzato con Consol, ottenendo un valore di 0.17 m Ω .

Questo valore tiene conto anche delle resistenze addizionali introdotte dal cilindro a lamelle, che dipendono dal campo di pressione generato dalle stesse sulle superfici a contatto e che, a causa dell'elevata sezione offerta per il passaggio della corrente, si ritengono trascurabili.

4.1.2.5 Potenza persa nel connettore per effetto Joule

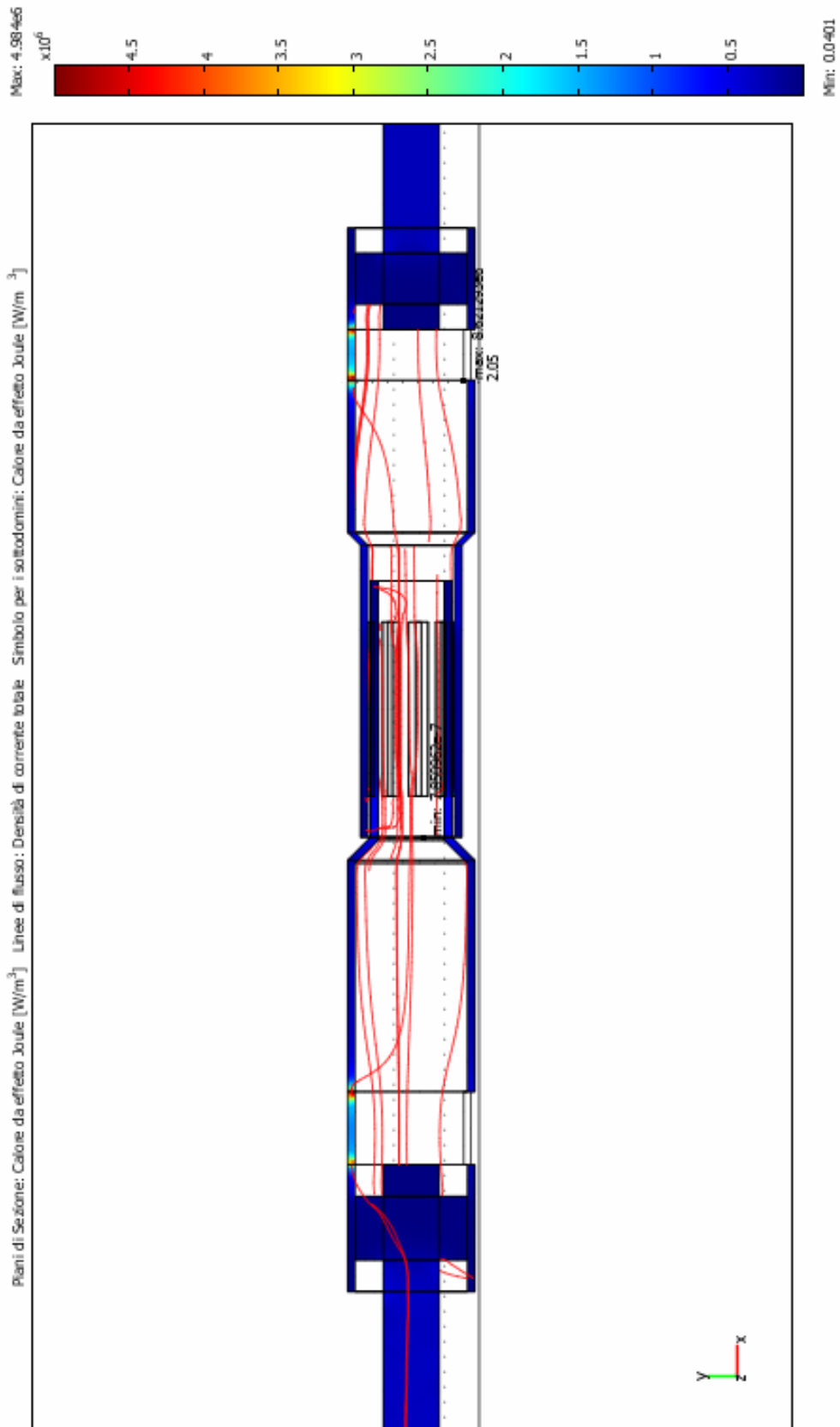


Fig.4.12 - Potenza specifica persa per effetto Joule

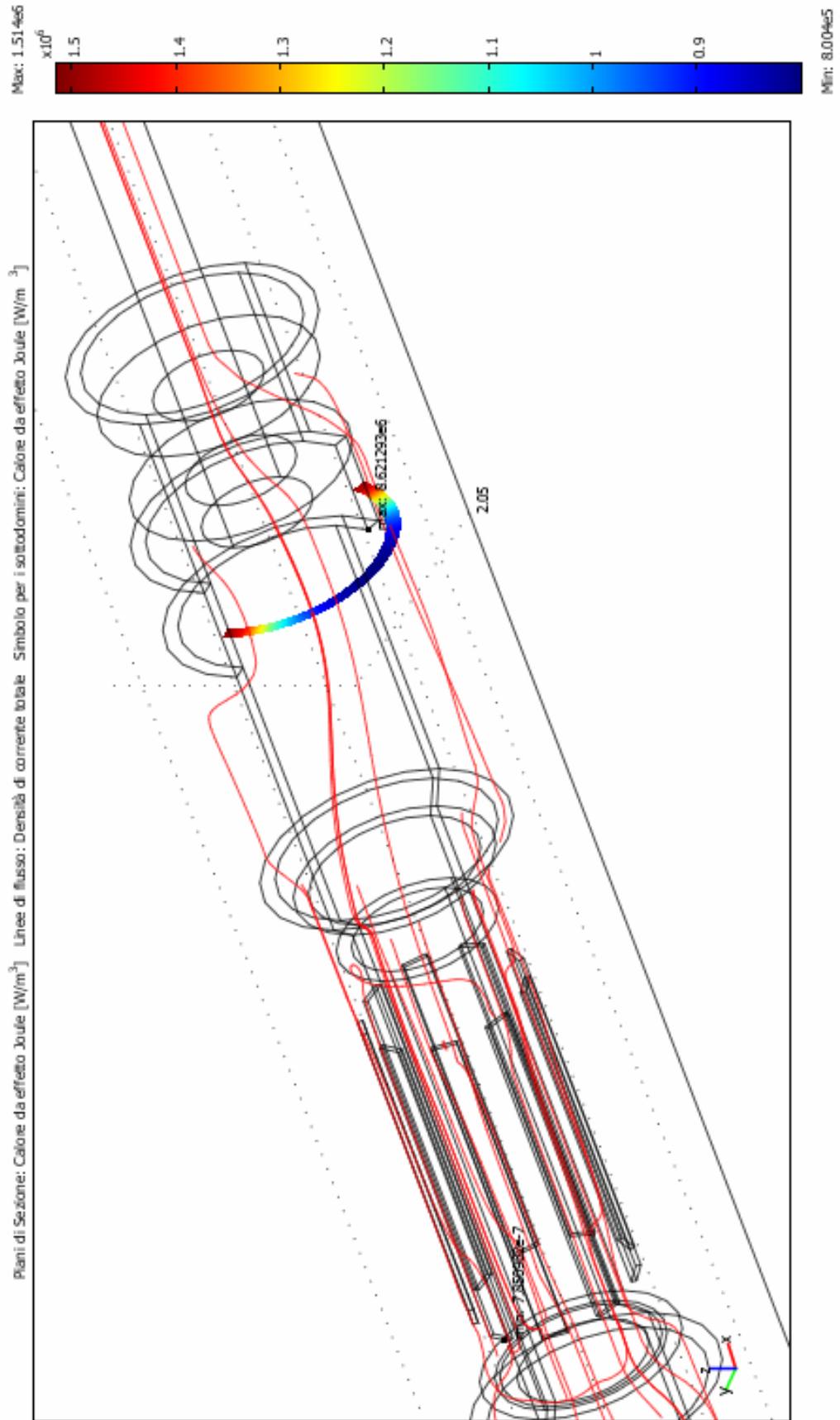


Fig.4.13 – Potenza specifica persa per effetto Joule nella sezione di invito alla crimpatura

In Fig.4.12 e Fig.4.13 sono riportati i grafici della potenza specifica persa sottoforma di calore per effetto Joule, prendendo come riferimento il piano di sezione longitudinale passante per la zona dove si ha il valore più elevato, cioè dove i contatti si restringono. In prossimità della restrizione, infatti, si ha un dimezzamento di sezione e una produzione di calore molto elevata vista l'alta densità della corrente, che raggiunge un valore prossimo ai $8.62e6 \text{ W/m}^3$.

Un altro punto critico è rappresentato dai bordi delle lamelle.

La sezione d'interesse è riportata in Fig.4.14.

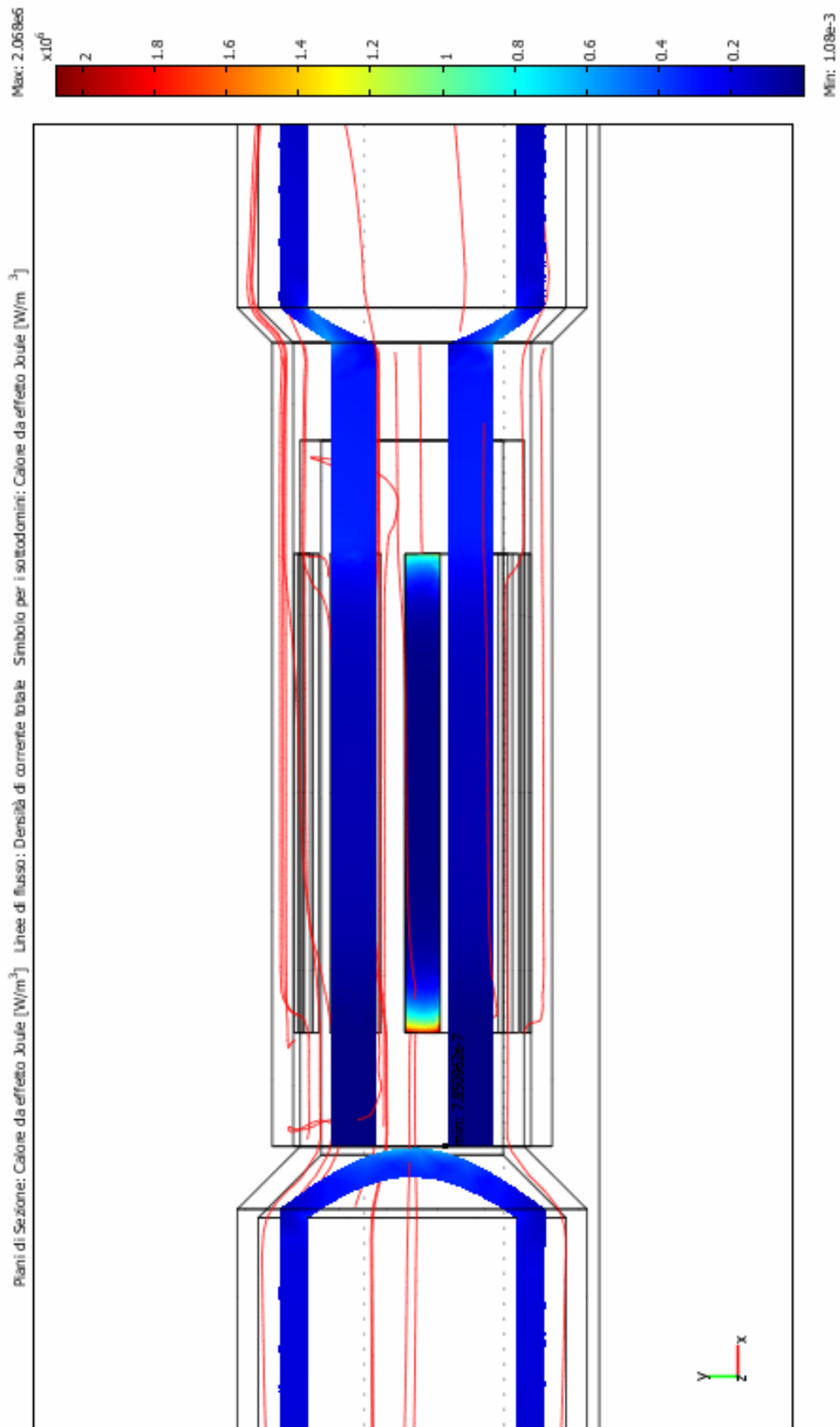


Fig.4.14 - Potenza specifica persa per effetto Joule sulle lamelle

In tali punti si hanno fenomeni di addensamento della corrente dovuti alla variazione della forma della sezione dei conduttori, assimilabili in tutto e per tutto ad effetti di bordo.

Tuttavia, come si vedrà in sede di analisi termica, occorre sottolineare un dato importante. Le perdite specifiche sono in W/m^3 e il volume interessato dalle lamelle è molto piccolo, essendo queste molto corte e sottili rispetto agli altri componenti. Di conseguenza, il calore prodotto in queste zone risulta trascurabile rispetto al totale.

4.1.2.6 Limiti del modello

I limiti del modello che è stato implementato sono essenzialmente due.

Il primo è legato alla modellizzazione della crimpatura: non è infatti possibile modellizzare in modo dettagliato il contatto tra connettore e cavo crimpato che è sede di perdite localizzate.

Un secondo limite risulta essere la modellizzazione della resistenza addizionale di contatto delle lamelle in acciaio dovuta alla non omogeneità della forza di coesione con il maschio e la femmina legata alla ruogosità delle superfici a contatto.

4.1.2.7 Calcolo della resistenza termica

Il modello elettrico è accoppiato al modello termico attraverso la potenza termica prodotta per effetto Joule, che costituisce la forzante delle equazioni termiche. Dal punto di vista termico, è possibile interpretare i risultati nel nodo seguente: il calore viene principalmente prodotto nei cosiddetti "punti caldi", ovvero le zone dove il calore viene maggiormente prodotto per effetto Joule, esso viene poi trasmesso sul resto del connettore vista l'elevata conducibilità termica del rame che è di circa $390 (W/m^*K)$ e tutto il connettore opera come se fosse un dissipatore di calore verso l'ambiente esterno.

E' importante sottolineare che si introduce la variazione di conducibilità elettrica del rame con la temperatura di tipo lineare con un coefficiente $\alpha=0.0039$. La resistività di un metallo diminuisce linearmente al diminuire della temperatura, fino a raggiungere un valore minimo chiamato resistività residua secondo la formula:

$$\rho = \rho_0[1 + \alpha(T - T_0)]$$

dove ρ è la resistività e T la temperatura, α è il coefficiente termico dipendente dal materiale, mentre ρ_0 è la resistività del metallo alla temperatura T_0 di riferimento, solitamente presa pari a 0° o $20^\circ C$. La temperatura di riferimento considerata è $20^\circ C$.

La resistività del rame alla temperatura di riferimento di $293K$ è di $1.72e-8$ mentre quella dell'acciaio è di $2.48e-7$ alla stessa temperatura di riferimento.

La fisica elettrica e la fisica termica risultano accoppiate in quanto:

- x- la sorgente di calore è costituita dalla potenza persa per effetto Joule nell'acciaio (delle lamelle) e nel rame (del connettore e del cavo) dovuta al passaggio della corrente.
- x- La resistività dei materiali varia con la temperatura.

Alcuni autori hanno effettuato questi test sperimentali [21] per studiare il comportamento termico sia a contatti coperti sia a contatti scoperti, rilevando delle differenze di temperatura delle parti conduttrici relativamente esigue. In tali test, la temperatura è stata rilevata da una fotocamera termografica. La parte più calda del sistema è risultata il cavo in quanto la sezione della corona circolare del connettore ha una sezione maggiore rispetto a quella del cavo stesso.

La superficie esterna del rivestimento plastico, nei test sperimentali degli autori [21], ha fatto registrare, con una temperatura esterna di 18° C, una sovratemperatura di 6° C, raggiungendo i 24° C.

I dati necessari a questo tipo di simulazione sono riassunti di seguito.

La conducibilità termica dei materiali isolanti utilizzati è stata ricavata dalla Tabella B.

Proprietà fisiche dei materiali plastici (valori mediati)								
E.		Modulo di elasticità alla fless.	Carico di rottura alla traz.	Peso specifico massa volumica	Coef. di dilataz. termica	Calore spec.	Cond. termica	Coef. di attrito su acciaio secco
		E	Rm	p.sp	c	c.sp	k	
		N/mm ²	N/mm ²	kg/dm ³	mm/m/°C	kcal/kg	kcal/m °C	
Politertrafluoretilene Hostaflon Algoflon	PTFE	700	20	2,18	0,014	0,31	0,343	0,10
Polivinilcloruro Vinoflex	PVC	2600	55	1,4	0,08		0,13	
Polivinilcloruro-extra C	PVC-C	3500	60	1,55	0,07			
Nylon 66		2200	70	1,35		0,35	0,25	
Polipropilene Moplen	PP	1100	35	0,93	0,15	0,48	0,134	0,35
Acrilon butadiene stirene Novodur Terluran Lustran	ABS	2100	45	1,06	0,05		0,13	0,50
Polietilene 1000	HDPE	780	22	0,93	0,2	0,53	0,459	0,30
Kynar Solef +GF+	PVDF	2200	55	1,8	0,13		0,094	0,30
Aculon6 Ertalon	PA 6	1700	54	1,14	0,09		0,215	0,42
Aculon66 Ertalon	PA 66	1900	61	1,14	0,085		0,215	0,42
Rilsan	PA 11	1800	45	1,04	0,1		0,197	0,36

Tabella B - Proprietà fisiche dei materiali plastici.[25]

La conducibilità termica del PVC è di $0.13 \text{ kcal}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot\text{K})$, che in unità del S.I è pari a $0.15 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ ⁵. Tale valore è stato utilizzato come coefficiente di conducibilità termica dell'isolante del cavo.

Per quanto riguarda le parti plastiche esterne del connettore si ha una conducibilità termica di $0.23 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$, in quanto quella del PA 11 è di $0.197 \text{ kcal}/(\text{h}\cdot\text{m}\cdot^\circ \text{C})$.

Occorre sottolineare che la parte plastica che riveste le parti attive è stata modellizzata in modo semplificato. Non è infatti stato disegnato, e quindi non è stato importato in Comsol, il sistema di bloccaggio, in quanto le alette non sono a contatto con la superficie di maggior scambio termico e quindi si è ritenuto trascurabile il loro contributo allo scambio termico stesso.

Nelle simulazioni è stata, inoltre, considerata una temperatura ambiente di 20°C ; ci si aspetta una sovratemperatura del tutto simile a quanto misurato.

Una volta impostati i dati termici dei materiali ed impostata come condizione al contorno lo scambio termico sulla superficie esterna del rivestimento in plastica dei connettori a contatto con l'ambiente ($T_{\text{amb}}=20^\circ \text{C}$) è possibile effettuare la simulazione e calcolare la soluzione del problema accoppiato. Nei grafici seguenti è stata diagrammata la sovratemperatura raggiunta dai connettori.

⁵ Comsol richiede il dato in $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$; il coefficiente conversione è 1.163.

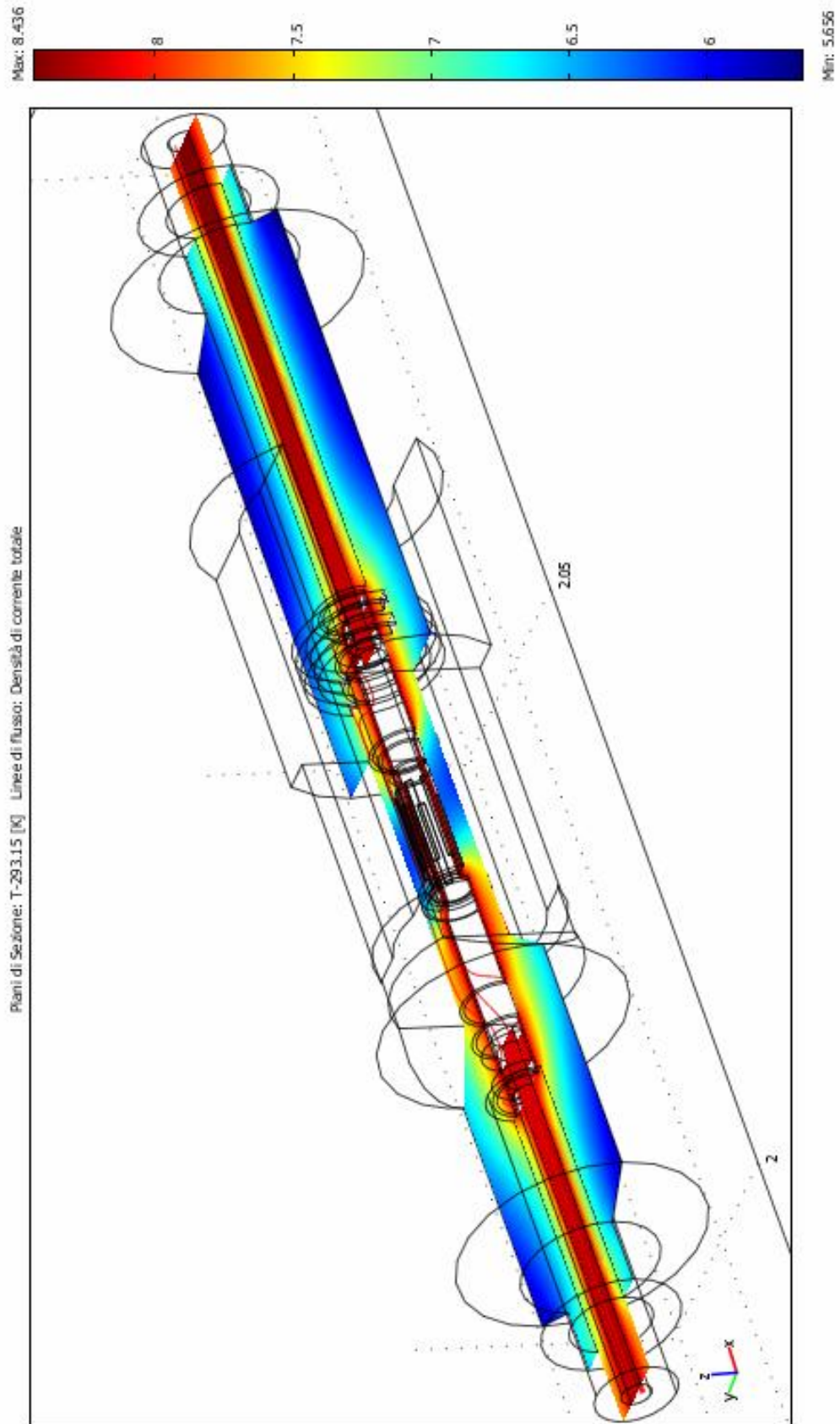


Fig.4.15 - Sovratemperature all'interno del connettore (T-293.15)K

La parte più calda del sistema è, naturalmente, la parte attiva, in particolare il cavo in rame, che, con una sezione minore rispetto alle parti di contatto, è sede di maggiori perdite.

Le superfici con temperatura più elevata sono quelle adiacenti alle parti attive mentre quelle con minore temperatura sono quelle esterne, luogo in cui avviene lo scambio termico con l'ambiente.

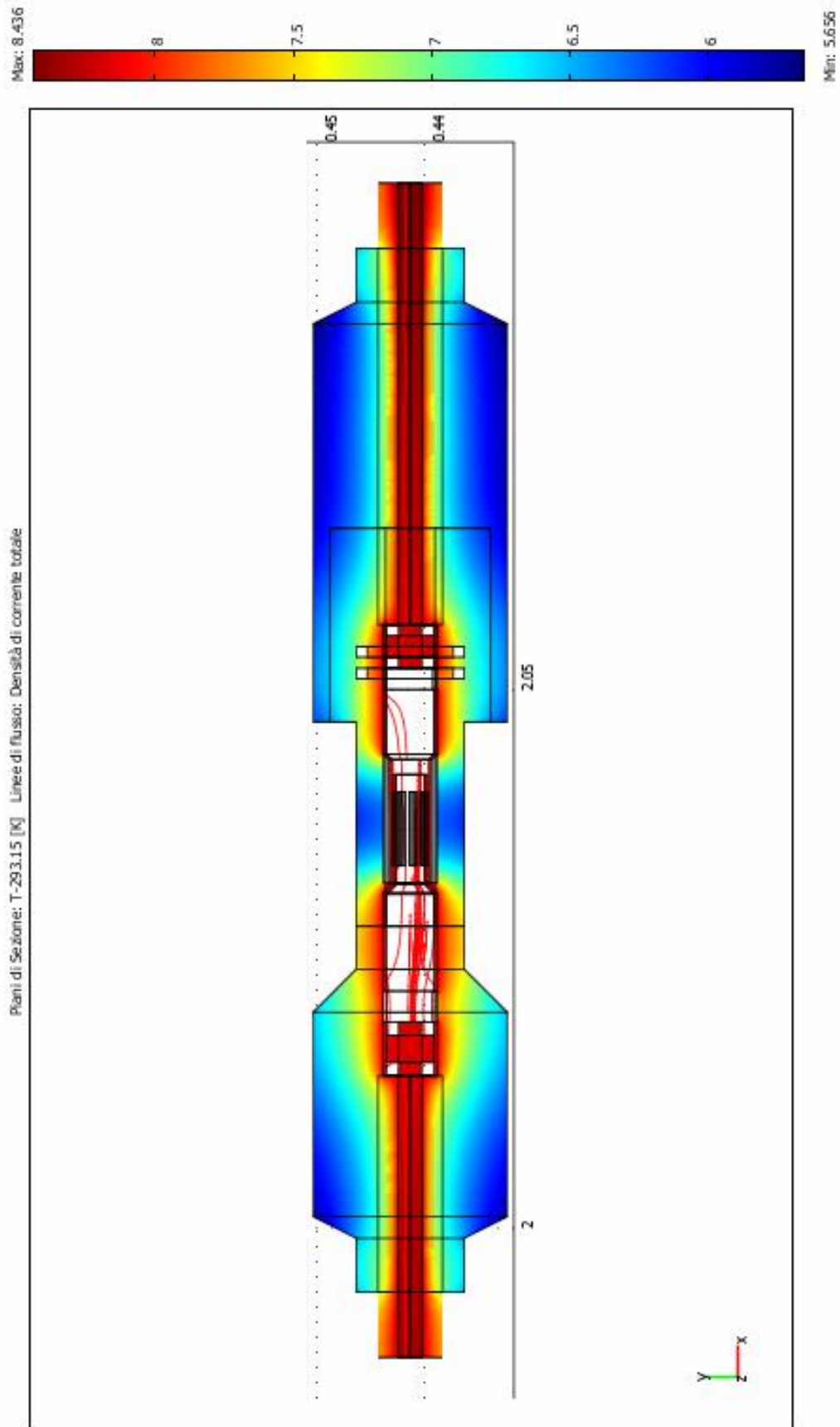


Fig.4.16 - Vista dall'alto delle sovratemperature all'interno del connettore (T-293.15)K

Per quanto riguarda il modello termico, occorre sottolineare che la resistenza termica totale è data dalla somma tra la resistenza termica del materiale isolante plastico (che sarà chiamata resistenza termica interna) e la resistenza termica dovuta allo scambio termico tra la superficie esterna del materiale plastico e l'ambiente (che sarà chiamata resistenza termica esterna).

Ciò è dovuto al fatto che si considera che il flusso di calore uscente sulla superficie esterna sia identico al flusso di calore entrante nella superficie interna del materiale plastico, trascurando ogni scambio termico verso l'isolante del cavo. La rete termica così ottenuta è costituita da queste due resistenze in serie.

A causa della non perfetta uniformità della temperatura sulle superfici esterna del materiale plastico, si considera il loro valor medio integrando il campo di temperatura su dette superfici e dividendo per la superficie stessa.

$$T_m = (\int(T \cdot ds)) / \text{Sup}$$

La sovratemperatura media si ottiene sottraendo alle singole temperature medie la temperatura ambiente (293.15 K).

$$S_m = T_m - T_{\text{amb}}$$

Si ottengono:

$$S_{m\text{-int}} = 8.1 \text{ K}$$

$$S_{m\text{-ext}} = 6.29 \text{ K}$$

Dove $S_{m\text{-int}}$ è la sovratemperatura media sulla superficie esterna dei contatti metallici (a contatto con la plastica) e la sovratemperatura media sulla superficie esterna del materiale plastico stesso (in regime di scambio con l'ambiente).

Per quanto riguarda il calcolo della resistenza termica del materiale plastico, quindi, si va a calcolare la differenza tra la $S_{m\text{-int}}$ e la $S_{m\text{-ext}}$, per poi dividerla per il flusso di calore sulla superficie esterna (P_p).

$$dS_m = 8.1 \text{ K} - 6.29 \text{ K} = 1.81 \text{ K}$$

Si ottiene una differenza di temperatura di 1.81 K.

Sapendo che la P_p è pari a 0.1278W, si ottiene una resistenza termica del materiale plastico pari a:

$$R_{t\text{-pl}} = dS_m / P_p = 14.16 \text{ K/W}$$

Per il calcolo della resistenza termica relativa allo scambio termico tra la superficie esterna e l'ambiente, si applica un procedimento del tutto analogo.

La sovratemperatura media sulla superficie esterna del materiale plastico va divisa per il flusso di calore uscente dalla stessa, ottenendo:

$$R_{t\text{-sc}} = dS_{m\text{-ext}} / P_p = 49.22 \text{ K/W}$$

La resistenza termica totale si ottiene dalla somma dei valori delle due resistenze di scambio termico, ottenendo 63.38 K/W.

4.1.2.8 Tabella riassuntiva dei parametri principali impostati e calcolati nel modello

Vengono elencati in questo paragrafo alcuni dati del modello implementato:

Dati geometrici

Sezione cavi	4mmq
Lunghezza cavo crimpato sul maschio	31mm
Lunghezza del cavo crimpato sulla femmina	45mm
Numero lamelle	9
Spessore lamelle	0,1mm

La differenza di lunghezza è dovuta alla scelta di volere una simmetria per quanto riguarda la lunghezza del cavo in uscita dal rivestimento plastico del connettore.

Dati elettrici

Potenza persa nelle lamelle per effetto Joule	4.535e-4 W
Potenza persa nel maschio per effetto Joule	2.461e-2 W
Potenza persa nella femmina per effetto Joule	2.051e-2 W
Potenza persa nei cavi per effetto Joule	7.530e-2 W
Potenza totale persa per effetto Joule (cavo escluso)	4.558e-2 W
Resistenza elettrica totale attesa	0.36mΩ
Resistenza elettrica totale simulazioni	0.19mΩ
Resistenza crimpatura	0.15mΩ

Dati termici

Flusso di calore sulla superficie esterna	0.1278 W
Sovratemperatura interna	8.1K
Sovratemperatura esterna	6.29K
Resistenza termica interna	14.16 K/W
Resistenza termica esterna	49.22 K/W
Resistenza termica totale	63.38 K/W

4.2 Connettore di marca Multicontact MC3 non provvisto di sistema di bloccaggio

Il secondo tipo di connettore analizzato e il modello è il PV-KST3 (maschio) e PV-KST3 (femmina) della Multicontact, della famiglia MC3, quindi non provvisti del sistema di bloccaggio. Esso è mostrato in Fig.4.17 dove sulla sinistra è illustrato il sistema di isolamento in TPE/PA mentre sulla destra è illustrata la parte attiva in rame stagnato.



Fig.4.17 - Connettori di marca Multicontact di tipo MC3 non provvisti del sistema di bloccaggio.[18]

Il materiale plastico ha la funzione protezione contro i contatti diretti nel connettore maschio, mentre nel connettore femmina costituisce un ulteriore isolante tra la parte elettrica e il rivestimento esterno, garantendo anche una resistenza meccanica torcente dopo il montaggio.

In fig 4.18 sono riportate le sezioni dei componenti, con le relative dimensioni.

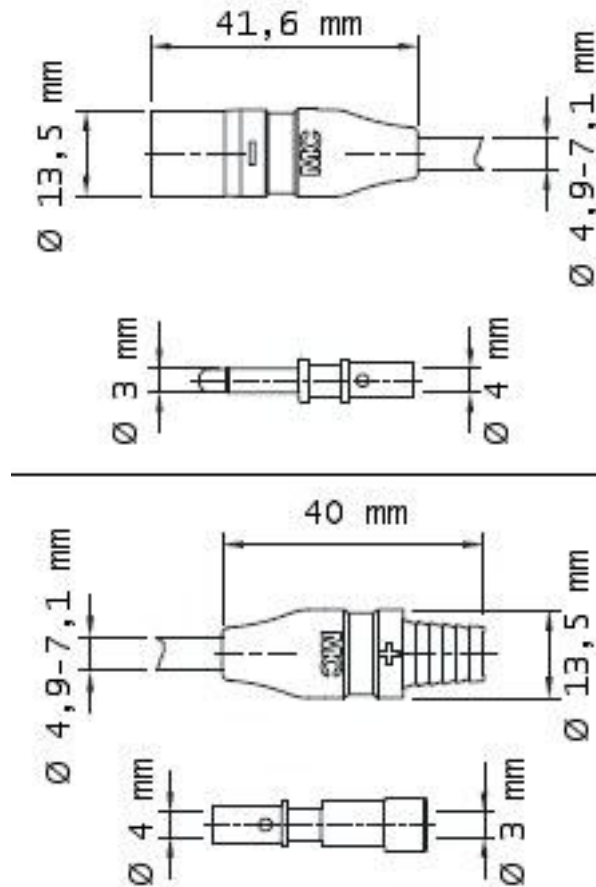


Fig.4.18 - Dimensioni dei componenti del connettore MC3.[18]

Vengono ora tabulati in tabella C.1 e C.2 i dati di targa dei pezzi:

MASCHIO	
Corrente nominale	20A (2,5-4mmq) / 30A (6mmq)
Tensione nominale	1000V
Tensione applicata per il test	6kV , 50Hz , 1minuto
Resistenza elettrica totale	0,28mΩ
Materiale di contatto	Rame stagnato
Materiale di isolamento	TPE/PA
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	<50N
Forza di estrazione	>50N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +90° C
Temperatura limite superiore	105° C

[Tabella C.1] - Dati di targa connettore maschio MC3.[21]

FEMMINA	
Corrente nominale	20A (2,5-4mmq) / 30A (6mmq)
Tensione nominale	1000V
Tensione applicata per il test	6kV , 50Hz , 1minuto
Resistenza elettrica totale	0,28mΩ
Materiale di contatto	Rame stagnato
Materiale di isolamento	TPE/PA
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	<50N
Forza di estrazione	>50N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +90° C
Temperatura limite superiore	105° C

[Tabella C.2] - Dati di targa connettore femmina MC3.[21]

4.2.1 Linee di flusso e modulo della densità di corrente totale

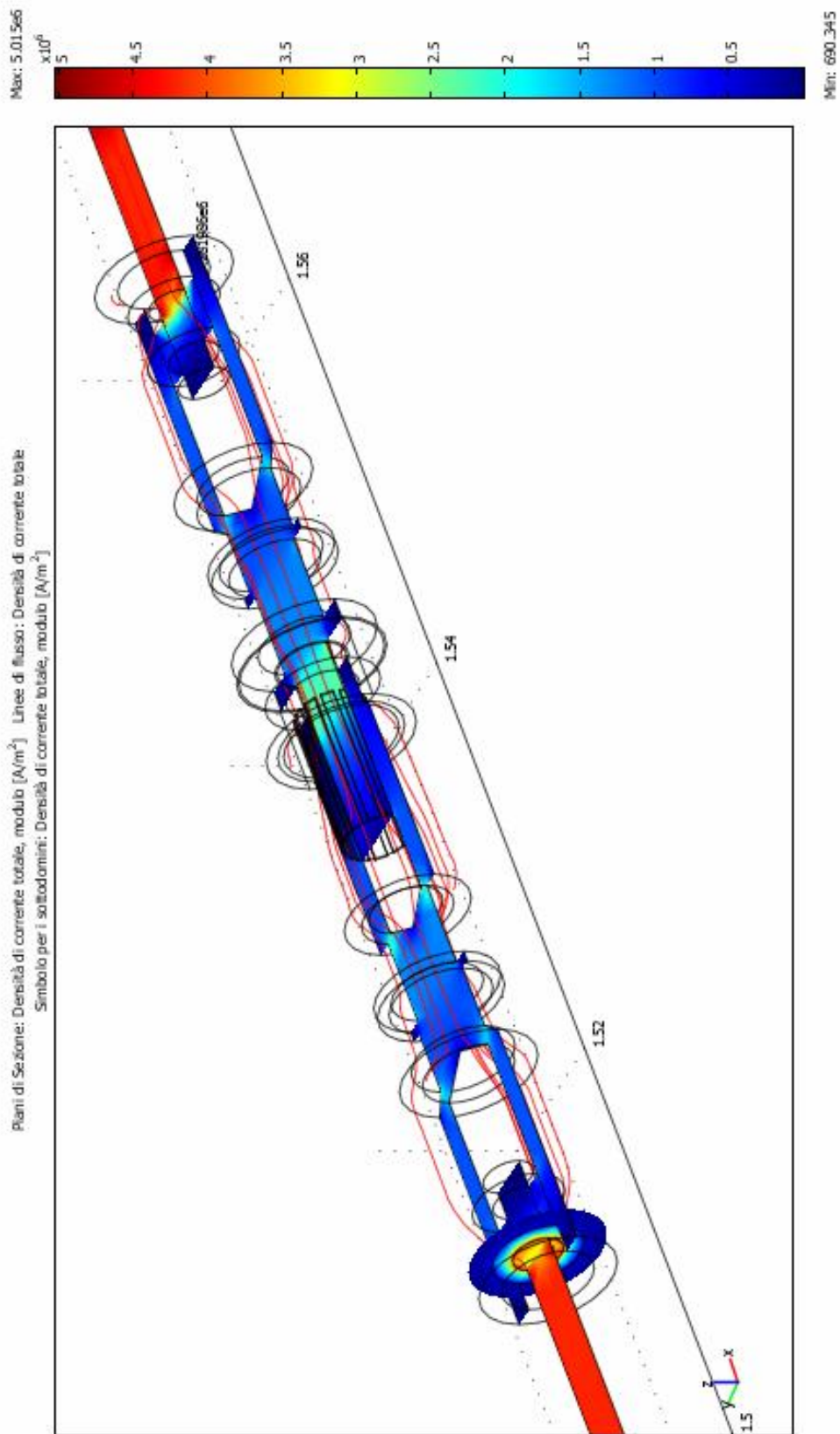


Fig.4.19 - Modulo della densità di corrente totale e linee di flusso del campo J.

In Fig.4.19 è riportata la soluzione del modulo del campo di densità di corrente a cui sono state sovrapposte le sue linee di flusso.

Anche in questo caso il punto a massima densità di corrente è in prossimità della crimpatura, anche se non si hanno i problemi di riduzione della sezione.

Il valore massimo ottenuto è di circa $5e6 \text{ A/m}^2$.

In questo caso, le sezioni centrali dei contatti maschi e femmina, essendo di materiale pieno, presentano valori di densità di corrente ridotti.

4.2.2 Potenza specifica persa per effetto Joule

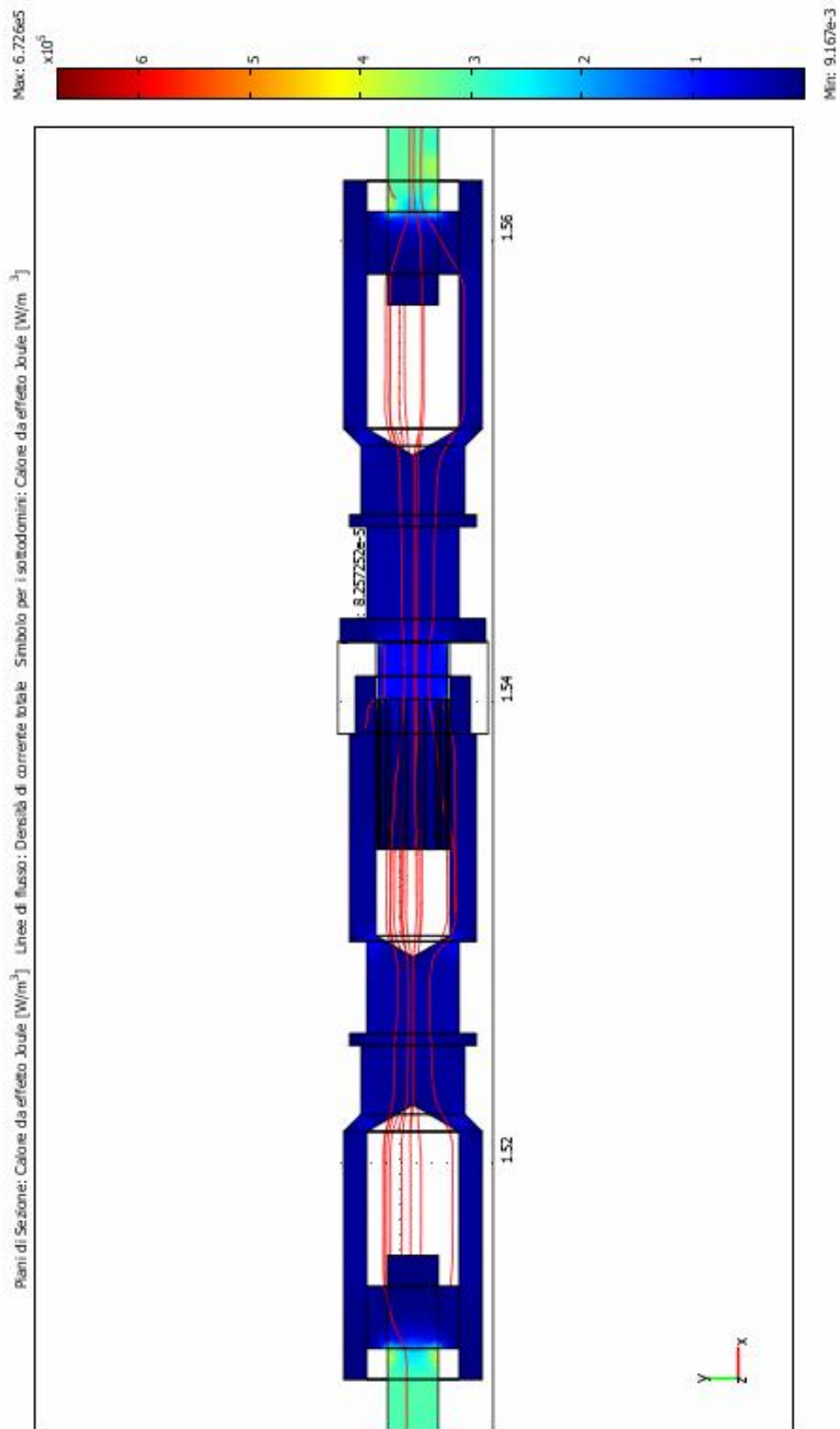


Fig.4.20 - Potenza specifica persa sottoforma di calore per effetto Joule

In Fig.4.20 è riportata la potenza specifica persa per effetto Joule sullo stesso piano di sezione.

Si nota che essa è sempre inferiore alla potenza persa dai cavi, in quanto all'interno del connettore la corrente ha la possibilità di distribuirsi su una sezione maggiore rispetto a quella del cavo.

La potenza persa maggiore si ha in prossimità della crimpatura, dove la potenza specifica persa raggiunge il valore di $9.12 \times 10^5 \text{ W/m}^3$.

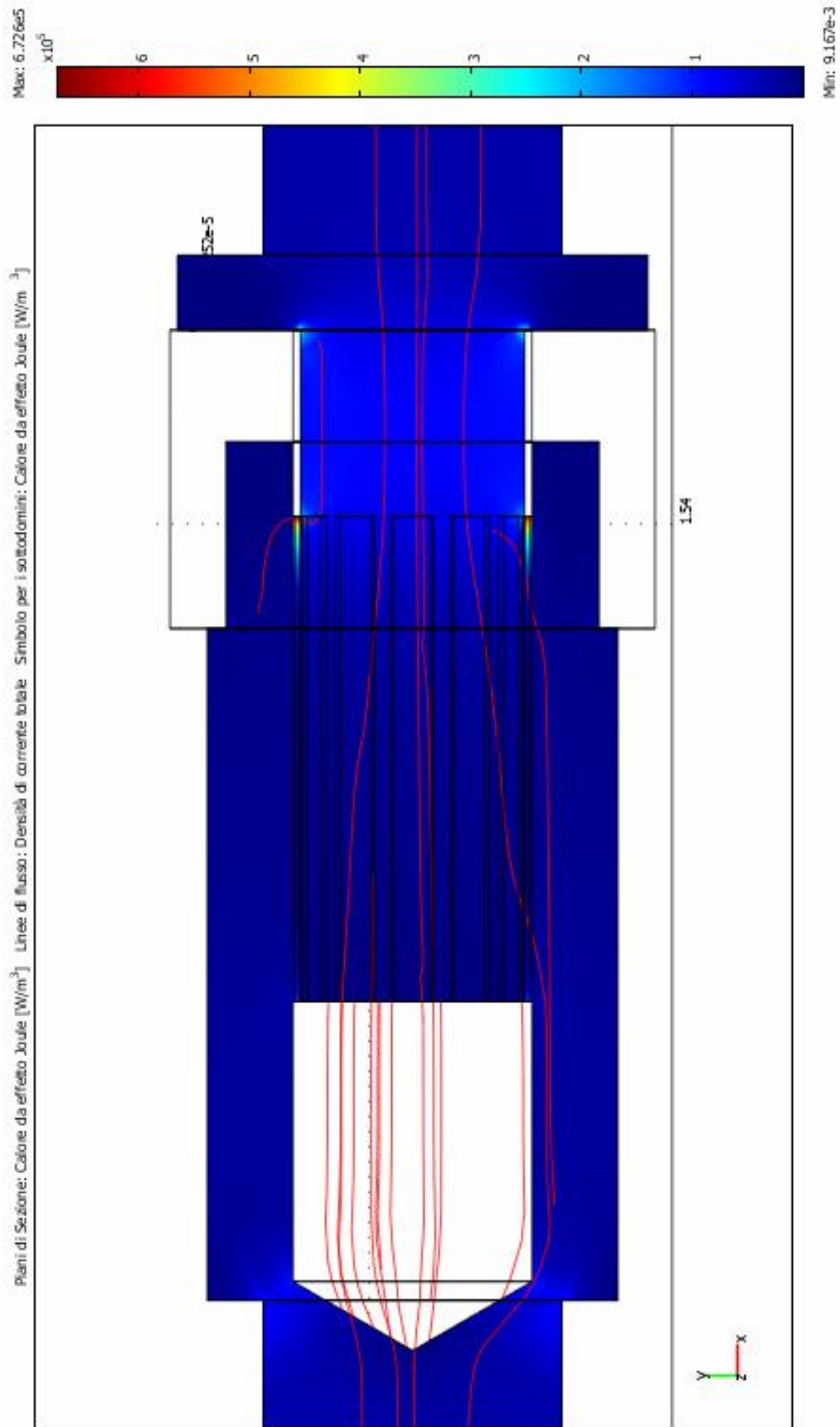


Fig.4.21 – Potenza specifica persa sottoforma di calore per effetto Joule nella sezione delle lamelle

Anche in questo caso le lamelle presentano gli effetti di bordo per cui si ha un addensamento di corrente in prossimità dell'inizio e della fine delle stesse; anche in questo caso tale perdita non è significativa a causa del ridotto volume in cui essa si sviluppa.

4.2.3 Calcolo della resistenza elettrica

La resistenza elettrica, come nel caso precedente, è stata determinata su base energetica, utilizzando la relazione che lega la potenza alla corrente:

$$P=RI^2$$

Si ottiene una resistenza totale pari a circa 0.06 mΩ.

I test [21] mostrano dichiarano una resistenza di 0.28 mΩ; di conseguenza, facendo la sottrazione tra le due, si ottiene una resistenza di crimpatura pari a 0.22 mΩ.

4.2.4 Calcolo della resistenza termica

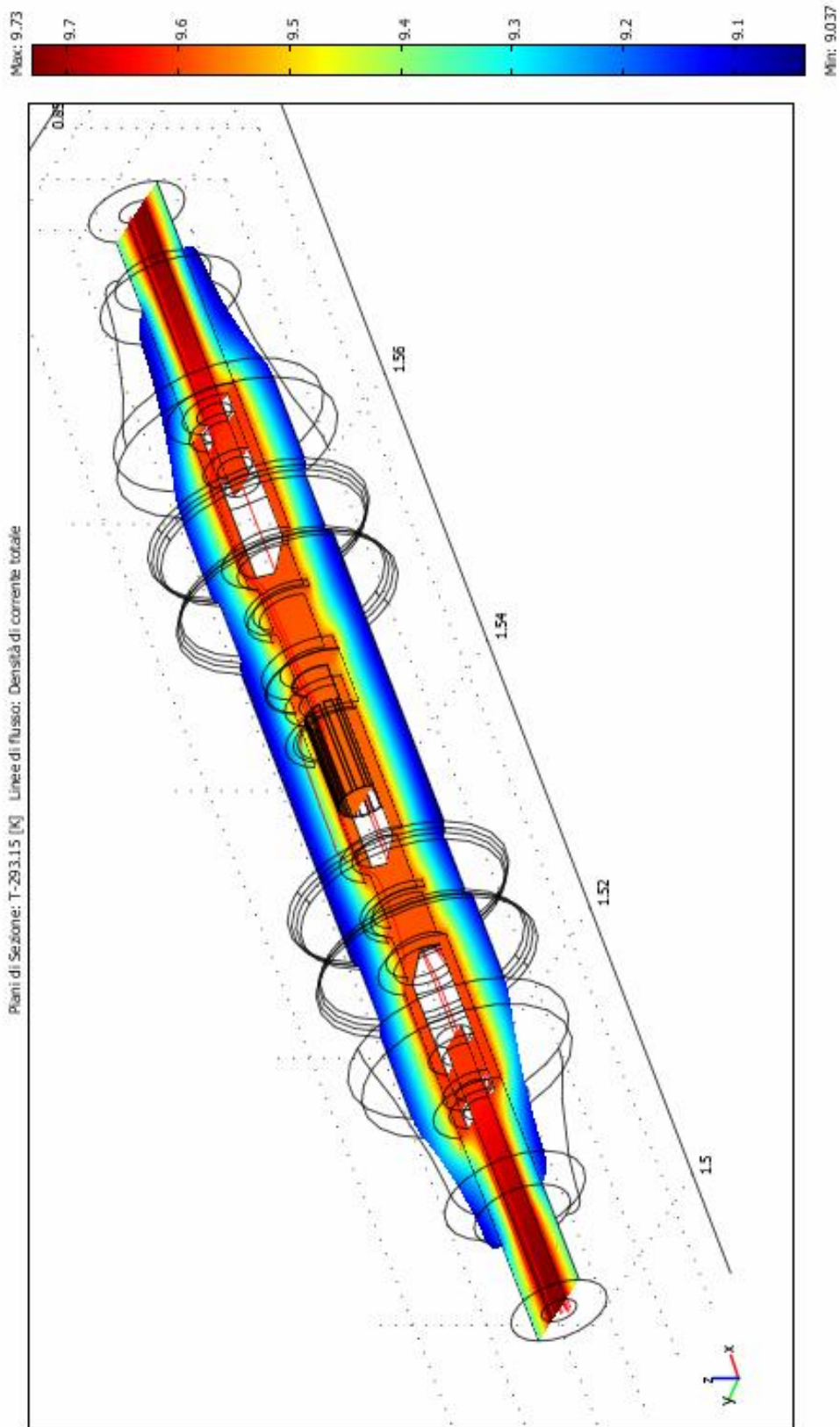


Fig.4.22 - Vista assonometrica delle sovratemperature ($T-T_{amb}$)

La Fig.4.22 riporta il grafico delle sovratemperature.

I settaggi per i sottodomini e per le condizioni al contorno utilizzati in questo modello sono gli stessi già utilizzati nel modello precedente.

In questo caso si raggiungono valori di sovratemperatura maggiori.

Ciò è dovuto alle dimensioni dell'involucro esterno, minori rispetto all'MC4, che comporta una riduzione della superficie di scambio termico.

Proprio per questo motivo, l'involucro agisce come da "cappotto" diminuendo la capacità di refrigerarsi scambiando calore con l'esterno.

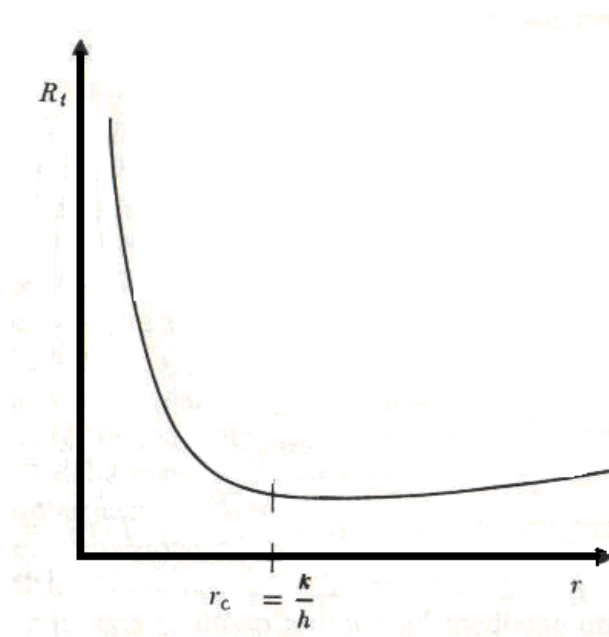
Questo fenomeno è spiegabile introducendo il concetto di raggio critico.

Il raggio critico di un materiale isolante di forma cilindrica è definito dal rapporto k/h , dove con k si intende la conducibilità termica del materiale (nel nostro caso il PA con $0.23 \text{ W}/(\text{m}^*\text{K})$) e con h si intende il coefficiente di scambio termico (nel nostro caso uguale a $2 \text{ W}/(\text{m}^2*\text{K})$).

Il raggio critico ottenuto è di 115mm.

Il raggio del materiale isolante dell'MC3 è di gran lunga inferiore a questo raggio critico e come si nota in Fig.4.23 si è nella zona in cui al diminuire del raggio dell'isolante (r) aumenta moltissimo la resistenza termica R_t .

In questa zona infatti, al diminuire del raggio dell'isolamento aumenta la resistenza termica. In queste condizioni la capacità di disperdere il calore prodotto per effetto Joule diminuisce e, di conseguenza, ogni parte del connettore si riscalda fino a raggiungere le temperature ricavate dal modello FEM.[26]



4.23 - Grafico della resistenza termica al variare del raggio critico.[26]

Questo problema, per via degli spessori degli isolamenti piuttosto bassi, si ha anche nelle altre tipologie di connettori studiati, ma, avendo in ogni caso spessori maggiori, ci si trova in una zona più vicina al raggio critico nel grafico in Fig.4.23, dove la resistenza termica diminuisce rispetto a questo caso specifico.

La resistenza termica della plastica e la resistenza termica che rappresenta lo scambio termico con l'ambiente del connettore vengono calcolate nello stesso modo del caso precedente.

La superficie esterna ha una temperatura media di 302.38 K, e quindi sottraendo da questa la temperatura ambiente (293.15 K) si ottiene una sovratemperatura media di 9.23 K.

La sovratemperatura media sulla superficie esterna dei contatti metallici risulta, invece, pari a 9.5 K.

Il flusso di calore uscente dalla superficie esterna risulta essere pari a $5.054e-2$ W.

Quindi, la resistenza termica della plastica è pari a 5.34 K/W, mentre la resistenza di scambio termico sulla superficie esterna risulta essere di 182.61 K/W.

La somma delle due risulta essere la resistenza termica totale, che è di 187.95 K/W.

Il surriscaldamento del connettore MC3 è dunque dovuto, quindi, alla maggiore difficoltà che esso ha nello scambiare calore con l'esterno.

Va altresì sottolineato che la potenza in transito alla superficie di scambio, che è strettamente legata alla potenza persa per effetto Joule dalle parti conduttive racchiuse all'interno del connettore, è meno della metà rispetto a quella dell'MC4. La configurazione delle parti attive di questo tipo di connettore rappresenta quindi una soluzione estremamente efficiente.

4.2.5 Tabella riassuntiva dei parametri principali impostati e calcolati nel modello

Vengono elencati in questo paragrafo alcuni dati del modello implementato:

Dati geometrici

Sezione cavi	4mmq
Lunghezza cavo crimpato sul maschio	20.5mm
Lunghezza del cavo crimpato sulla femmina	20.5mm
Numero lamelle	12
Spessore lamelle	0,1mm

In questo caso la simmetria a contatti coperti è garantita anche con una lunghezza dei cavi identica.

Dati elettrici

Potenza persa nelle lamelle per effetto Joule	2.449e-4 W
Potenza persa nel maschio per effetto Joule	7.722e-3 W
Potenza persa nella femmina per effetto Joule	7.159e-3 W
Potenza persa nei cavi per effetto Joule	3.999e-2 W
Potenza totale persa per effetto Joule (cavo escluso)	1.513e-2 W
Resistenza elettrica totale attesa	0.28mΩ
Resistenza elettrica totale simulazioni	0.06mΩ
Resistenza i crimpatura	0.22mΩ

Dati termici

Flusso di calore sulla superficie esterna	5.054e-2 W
Sovratemperatura interna	9.5K
Sovratemperatura esterna	9.23K
Resistenza termica interna	5.34 K/W
Resistenza termica esterna	182.61 K/W
Resistenza termica totale	187.95 K/W

4.3 Connettore di marca Solar compatibile MC4 provvisto di sistema di bloccaggio

Il terzo tipo di connettore analizzato e il modello è il KX04VM1525 (maschio) e KX04VM152 (femmina) della Solar, provvisto del sistema di bloccaggio.



Fig.4.24 - Connettori di marca Solar compatibili MC4 provvisti del sistema di bloccaggio.[26]

MASCHIO	
Corrente massima applicabile	35A (con sezione massima cavi 2,5mmq)
Tensione nominale	1000V
Tensione applicata per il test	6kV , 50Hz , 1minuto
Resistenza elettrica totale	0,75mΩ
Materiale di contatto	Rame stagnato
Materiale di isolamento	PPO
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	<50N
Forza di estrazione	500N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +90° C
Temperatura limite superiore	105° C

[Tabella D.1] - Dati di targa connettore maschio Solar.[21]

FEMMINA	
Corrente nominale	20A (2,5-4mmq) / 30A (6mmq)
Tensione nominale	1000V
Tensione applicata per il test	6kV , 50Hz , 1minuto
Resistenza elettrica totale	0,75 mΩ
Materiale di contatto	Rame stagnato
Materiale di isolamento	PPO
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	<50N
Forza di estrazione	>50N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +90° C
Temperatura limite superiore	105° C

[Tabella D.2] - Dati di targa connettore femmina Solar.[21]

In questi paragrafi si riportano i risultati ottenuti dalle simulazioni; le considerazioni su questo tipo di contatto sono del tutto simili a quanto già presentato per la prima tipologia di connettori in quanto le caratteristiche elettro-meccaniche di questi due modelli di connettori sono, infatti, molto simili tra loro.

Dal punto di vista geometrico, entrambi i connettori risultano essere molto simili. Il modello Solar presenta, sul maschio, un cappuccio in plastica, atto sia alla protezione contro i contatti diretti, sia a protezione contro agenti esterni che potrebbero entrare nel contatto durante le fasi di montaggio dell'impianto fotovoltaico e la femmina ha un piccolo rimpicciolimento di sezione circa all'altezza del contatto vero e proprio. Tali caratteristiche, essendo dei dettagli, non alterano di fatto né il campo di densità di corrente all'interno dei materiali attivi, né il campo di temperatura.

Per quanto riguarda il rivestimento isolante in materiale plastico, si nota che la femmina è esattamente identica all'MC4 della multicontact, mentre il maschio è lievemente differente, ma connettore anche in questo caso le differenze sono di particolari che non alterano la sostanza.

4.3.1 Linee di flusso e del modulo della densità di corrente totale

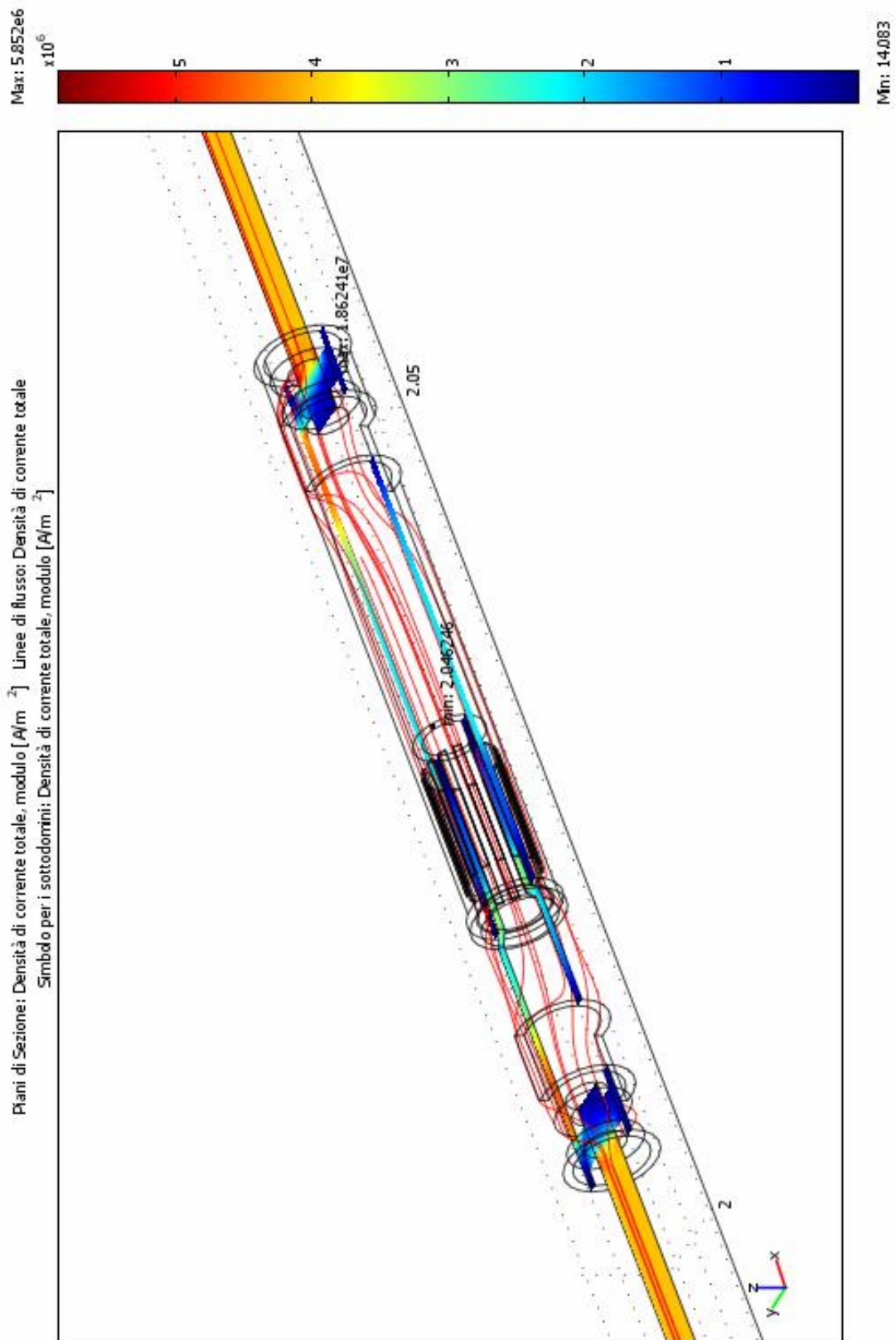


Fig.4.25 – Linee di flusso del campo J sovrapposte al modulo della densità di corrente totale

In Fig.4.25 viene riportato il modulo della densità di corrente totale (scala cromatica in A/m^2).

A questo sono sovrapposte le linee di flusso del campo di corrente J .

4.3.2 Potenza specifica persa per effetto Joule

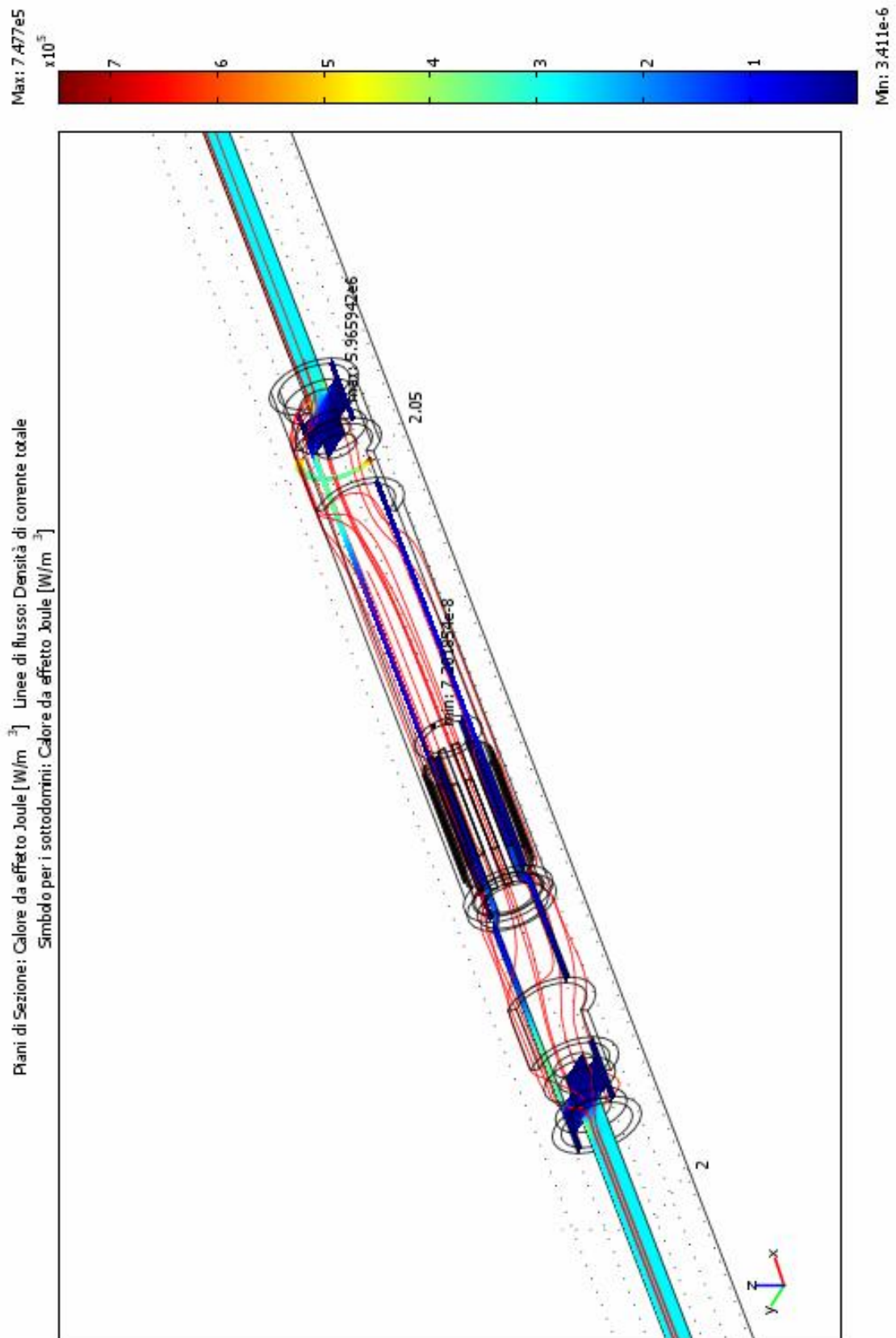


Fig.4.26 - Potenza specifica persa sottoforma di calore nelle sezioni del connettore

In Fig.4.26 viene diagrammato il calore prodotto per effetto Joule (scala cromatica in W/m^3), che corrisponde alla potenza specifica persa sul piano di sezione in esame.

Il valore massimo raggiunto è di circa $5.97e6W/m^3$, ed è sempre in prossimità del restringimento di sezione nella zona di crimpatura.

In Fig.4.27 è riportato la soluzione della potenza persa per effetto Joule nelle lamelle.

La scala cromatica è ovviamente in W/m^3 .

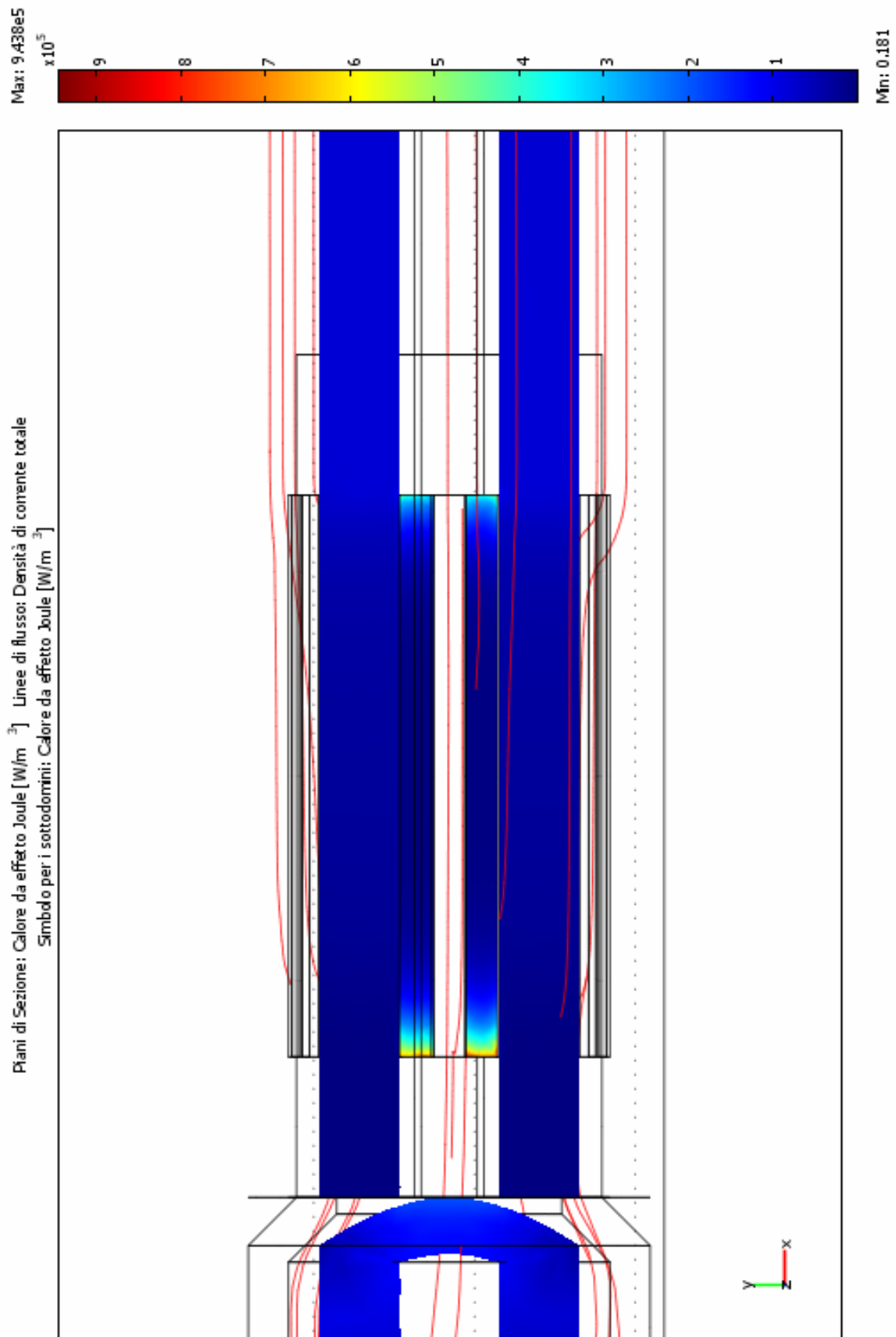


Fig.4.27 – Potenza specifica persa sottoforma di calore nelle lamelle

Il calore prodotto per effetto Joule nelle lamelle raggiunge un picco di circa $9.4e5W/m^3$. Anche in questo caso, si notano i fenomeni di addensamento dovuti agli effetti di bordo ad inizio e fine lamella che modificano la sezione di passaggio della corrente.

4.3.3 Calcolo della resistenza elettrica

Per quanto riguarda la resistenza elettrica, come nel caso precedente, a partire dalla relazione che lega la potenza e la corrente $P=RI^2$ si ottiene una resistenza totale pari a circa di $0,13\text{ m}\Omega$, alla quale si dovrà sommare il contributo dovuto alla crimpatura ed alla resistenza di contatto reale.

I test riportati in [21] indicano come risultato un valore di $0.75\text{ m}\Omega$, e quindi si ha una resistenza di crimpatura di $0.62\text{ m}\Omega$, ben più alto dei valori degli altri connettori. Si può quindi dedurre che il sistema di crimpatura del connettore oggetto di studio ha delle forti lacune in tal senso.

4.3.4 Calcolo della resistenza termica

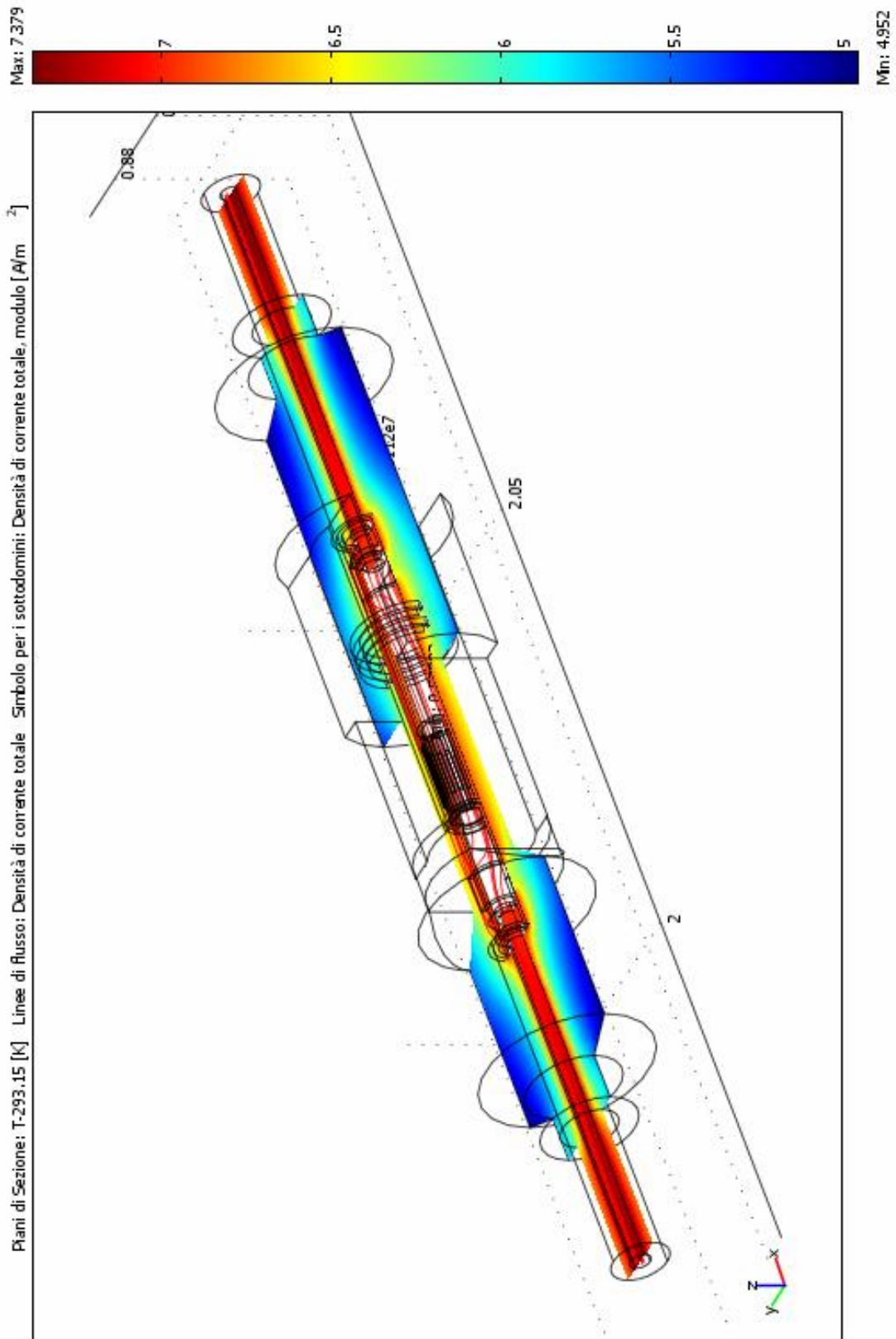


Fig.4.28 - Vista assonometrica delle sovratemperature ($T-T_{amb}$)

La Fig.4.28 riporta i risultati ottenuti dall'analisi termica.

I valori di sovratemperatura sono molto simili rispetto al caso dell'MC4.

La resistenza termica della plastica e la resistenza termica che rappresenta lo scambio termico con l'ambiente del connettore vengono calcolate nello stesso modo del caso precedente.

La superficie esterna ha una temperatura media di 298.7 K, e quindi sottraendo da questa la temperatura ambiente (293.15 K) si ottiene una sovratemperatura media di 5.55 K.

La sovratemperatura media sulla superficie esterna dei contatti metallici risulta, invece, pari a 6.8 K.

Il flusso di calore uscente dalla superficie esterna risulta essere pari a 0.1035W.

Quindi, la resistenza termica della plastica è pari a 12.08 K/W, mentre la resistenza di scambio termico sulla superficie esterna risulta essere di 53.63 K/W.

La somma delle due risulta essere la resistenza termica totale, che è di 65.71 K/W.

4.3.5 Tabella riassuntiva dei parametri principali impostati e calcolati nel modello

Dati geometrici

Sezione cavi	4mmq
Lunghezza cavo crimpato sul maschio	42.56mm
Lunghezza del cavo crimpato sulla femmina	45mm
Numero lamelle	15
Spessore lamelle	0,1mm

In questo caso la simmetria a contatti coperti è garantita anche con una lunghezza dei cavi identica.

Dati elettrici

Potenza persa nelle lamelle per effetto Joule	2.737e-4 W
Potenza persa nel maschio per effetto Joule	1.448e-2 W
Potenza persa nella femmina per effetto Joule	1.851e-2 W
Potenza persa nei cavi per effetto Joule	8.561e-2 W
Potenza totale persa per effetto Joule (cavo escluso)	3.326e-2 W
Resistenza elettrica totale attesa	0.75mΩ
Resistenza elettrica totale simulazioni	0.13mΩ
Resistenza di crimpatura	0.62mΩ

Dati termici

Flusso di calore sulla superficie esterna	0.1034 W
Sovratemperatura interna	6.8 K
Sovratemperatura esterna	5.55 K
Resistenza termica interna	12.08 K/W
Resistenza termica esterna	53.63 K/W
Resistenza termica totale	65.71 K/W

La resistenza elettrica totale attesa è molto maggiore rispetto a quella ottenuta nelle simulazioni.




Un'ipotesi molto plausibile può essere quella che i connettori di marca Solar abbiano un sistema di crimpatura di gran lunga meno efficiente degli altri modelli.

Infatti le geometrie delle parti di contatto risultano essere gemelle del sistema MC4, e le lamelle, seppur presenti in numero superiore rispetto agli altri sistemi di contatto, non introducono perdite localizzate tali da giustificare una simile resistenza totale.

Infatti le perdite nel cilindro a lamelle sono dello stesso ordine di grandezza degli altri connettori studiati coi nostri modelli.

Inoltre proprio il problema della modellizzazione della crimpatura è uno dei limiti del modello FEM, come più volte sottolineato, ed è possibile calcolarne gli effetti solo partendo da dati empirici.

4.4 Tabella riassuntiva dei dati implementati e ottenuti dalle simulazioni

	MC4	MC3	Solar
			
Sezione cavi	4 mmq	4 mmq	4 mmq
L _{cavo} maschio	31 mm	20.5 mm	42.56 mm
L _{cavo} femmina	45 mm	20.5 mm	45 mm
Numero lamelle	9	12	15
Spessore lamelle	0.1 mm	0.1 mm	0.1 mm
P _p lamelle (eff. Joule)	4.535e-4 W	2.449e-4 W	2.737e-4 W
P _p maschio (Joule)	2.461e-2 W	7.722e-3 W	1.448e-2 W
P _p femmina (Joule)	2.051e-2 W	7.159e-3 W	1.851e-2 W
P _p cavi (Joule)	7.530e-2 W	3.999e-2 W	8.561e-2 W
P _{p-tot} no cavo (Joule)	4.558e-2 W	1.513e-2 W	3.326e-2 W
R _{tot} simulazioni	0.19 mΩ	0.06 mΩ	0.13 mΩ
R _{tot} Photon	0.36 mΩ	0.28 mΩ	0.75 mΩ
R crimpatura	0.17 mΩ	0.22 mΩ	0.62 mΩ
Flusso Q sup.ext	0.1278 W	5.054e-2 W	0.1034 W
S _{m-int}	8.1 K	9.5 K	6.8 K
S _{m-ext}	6.29 K	9.23 K	5.55 K
S _{min}	5.66 K	9.04 K	4.95 K
S _{max}	8.44 K	9.73 K	7.38 K
R _{t-pl}	14.16 K/W	5.34 K/W	12.08 K/W
R _{t-sc}	49.22 K/W	182.61 K/W	53.63 K/W
R _{t-tot}	63.38 K/W	187.95 K/W	65.71 K/W

CAPITOLO 5

Progettazione di un ideale connettore

In questo capitolo si propone la progettazione di un connettore che sintetizzi le migliori prestazioni possibili, sia per quanto riguarda l'efficienza tecnica sia per quanto riguarda la sicurezza.

Per far ciò è stato necessario reperire i dati di targa dei connettori ad oggi sul mercato e confrontarne la loro efficienza.

Le scelte che saranno fatte non terranno conto dei risvolti economici, se non in qualche rara eccezione, ma saranno basate su considerazioni principalmente tecniche.

5.1 Specifiche normative da rispettare in fase di progettazione

Come da norma europea di riferimento [19] il connettore deve avere le seguenti caratteristiche:

- x- il connettore deve avere una classe di protezione II;
- x- a contatto chiuso deve prevedere un grado di protezione almeno IP67;
- x- a contatto aperto deve prevedere un grado di protezione almeno IP2X;
- x- la tensione massima sopportabile dal connettore deve essere di 1000V;
- x- deve avere classe di infiammabilità UL94-VO;
- x- deve garantire un corretto funzionamento in caso di grado di inquinamento 2.

5.1.1 Classi di protezione degli apparecchi elettrici [28]

E' conveniente ricordare, in base a quanto sopra descritto, che le classi di protezione si suddividono in:

- Classe 0
- Classe I
- Classe II
- Classe III

Gli apparecchi appartenenti alla classe 0 sono apparecchi nei quali la protezione dai contatti diretti si basa sull'isolamento principale (cioè delle parti in tensione, necessario per evitare scosse elettriche). Ciò implica che non è previsto alcun dispositivo per la connessione di eventuali parti conduttrici accessibili al conduttore di protezione dell'impianto elettrico fisso (terra); in caso di guasto dell'isolamento principale, la protezione rimane affidata all'ambiente che circonda l'apparecchio. Da molti anni gli apparecchi di Classe 0 non vengono più fabbricati e sono stati eliminati dalla normalizzazione internazionale.

Tuttavia, in alcuni Paesi, questo tipo è ancora presente, in particolare nelle vecchie installazioni.

In molti paesi, tra cui l'Italia il loro uso in connessione alla rete elettrica è proibito, poiché un guasto semplice può causare la folgorazione dell'utilizzatore e altri incidenti.

Gli apparecchi appartenenti alla classe I sono apparecchi nei quali la protezione dai contatti diretti non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche su una misura di sicurezza supplementare costituita dalla connessione delle parti conduttrici accessibili a terra che fa capo all'impianto elettrico fisso, contraddistinto dal doppio colore giallo/verde, in modo tale che le parti conduttrici accessibili non possano andare in tensione in caso di guasto dell'isolamento principale.

Un guasto nell'isolamento in questi apparecchi può portare un conduttore di fase in contatto con la carcassa provocando un flusso di corrente attraverso il conduttore di protezione.

I metodi per evitare la folgorazione dell'utente che può entrare in contatto con la parte metallica messa a terra sono il dimensionamento dell'impianto di terra in modo tale che, in ambienti ordinari, le masse non superino i 50V e l'obbligo di installazione di un interruttore differenziale a monte del circuito stesso, con una corrente differenziale tale per cui valga la disequaglianza $I_{dn} < 50/R_{terra}$.

Gli apparecchi di classe II, detti anche a doppio isolamento, alla qual classe devono appartenere i connettori, sono progettati in modo da non richiedere la connessione di messa a terra.

Sono costruiti in modo che un singolo guasto all'isolamento non possa causare il contatto con tensioni pericolose da parte dell'utilizzatore. Ciò è ottenuto in genere realizzando l'involucro del contenitore in materiali isolanti, o comunque facendo in modo che le parti in tensione siano circondate da un doppio strato di materiale isolante (isolamento principale + isolamento supplementare) o usando isolamenti rinforzati.

Sono inoltre stabiliti dei limiti stringenti per quanto riguarda la resistenza di isolamento (resistenza di isolamento) verso ogni connessione esterna di massa o di segnale.

In Europa gli apparecchi di questa categoria devono essere marcati "Class II" o con il simbolo di doppio isolamento (due quadrati concentrici- Fig.5.1).

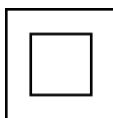


Fig.5.1 - Simbolo apparecchi Classe II

Un apparecchio viene definito di Classe III quando la protezione contro la folgorazione si affida al fatto che non sono presenti tensioni superiori alla Bassissima tensione di sicurezza SELV (*Safety Extra-Low Voltage*). In pratica tale apparecchio viene alimentato o da una batteria o da un trasformatore SELV.

La tensione prodotta, inferiore ai 25 V_{ac} o 60 V_{dc}, è bassa al punto da non essere normalmente pericolosa in caso di contatto con il corpo umano. Le misure di sicurezza previste per le classi I e II non sono necessarie.

Gli apparecchi di Classe III non devono essere provvisti di messa a terra di protezione.



Fig.5.2 - Simbolo apparecchi Classe III

5.1.2 Grado di protezione IP degli apparecchi elettrici [29]

Oltre ad aver ricordato le classi di protezione, viene anche la tabella riassuntiva per quanto riguarda i gradi di protezione, sottolineando che:

- La prima cifra si riferisce alla protezione contro il contatto di corpi solidi esterni e contro l'accesso a parti pericolose
- La seconda cifra invece si riferisce alla protezione contro la penetrazione dei liquidi.

1° Cifra

Cifra	Protezione del materiale	Protezione delle persone
0	non protetto	
1	protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 50 mm.	protetto contro l'accesso con il dorso della mano
2	protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 12 mm	protetto contro l'accesso con un dito
3	protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 2.5 mm	protetto contro l'accesso con un attrezzo
4	protetto contro corpi solidi di dimensioni superiori a 1 mm	protetto contro l'accesso con un filo
5	protetto contro la polvere	protetto contro l'accesso con un filo
6	totalmente protetto contro la polvere	protetto contro l'accesso con un filo

Tabella E.[30]

2° Cifra

Cifra	Protezione del materiale
0	non protetto
1	protetto contro la caduta verticale di gocce d'acqua
2	protetto contro la caduta di gocce d'acqua con inclinazione max 15°
3	protetto contro la pioggia
4	protetto contro gli spruzzi d'acqua
5	protetto contro i getti d'acqua
6	protetto contro le ondate
7	protetto contro gli effetti dell'immersione
8	protetto contro gli effetti della sommersione

Tabella F.[30]

5.1.3 Grado di infiammabilità del materiale plastico

Una parte estremamente importante dei connettori è costituita dal rivestimento isolante in materiale plastico. I materiali impiegati, tra le altre caratteristiche, devono avere un grado di infiammabilità UL94-V0.

La verifica di tale caratteristica viene effettuata misurando il tempo in cui il provino di materiale plastico, con spessore che può variare dai 3 ai 6 mm, montato orizzontalmente continua a bruciare dopo che sia stato investito orizzontalmente dalla fiamma di un Bunsen (bruciatore a gas usato in chimica) per 30 sec. Secondo la UL 94 HB (Horizontal Burning) il materiale è classificato:

- HB quando il provino con spessore 3 mm brucia ad una velocità massima di 76 mm/minuto;
- V0 quando la fiamma si estingue entro 10s;
- V1 quando la fiamma si estingue entro 30s senza gocciolamento;
- V2 quando la fiamma si estingue entro 30 secondi con gocciolamento.

5.1.4 Grado di inquinamento [31]

Il grado di inquinamento è una classificazione in base alla quantità di inquinamento secco e condensa presente nell'ambiente.

Può essere di:

- Livello 1: nessun inquinamento, nemmeno in fase di condensazione.
- Livello 2: normalmente si verifica solo inquinamento non conduttivo anche se può essere previsto anche un inquinamento temporaneo conduttivo leggero dovuto alla condensazione.
- Livello 3: inquinamento conduttivo secco o inquinamento non conduttivo che diventa conduttivo a causa della condensazione.
- Livello 4: l'inquinamento genera conduttività persistente causata da polvere conduttiva, pioggia o neve.

Nel nostro caso il deterioramento del pezzo, dovuto all'inquinamento, deve garantire resistenza al secondo livello della scala.

5.2 Scelta della corrente nominale

La corrente nominale e del cavo da accoppiare al connettore è pari a 20 A.

$I_n=20A$ accoppiabile con cavi da 2,5 e 4 e 6 mmq.

La possibilità di connettere più cavi è molto importante, infatti quando un installatore acquista dei connettori, lo fa in modo massiccio e quindi la possibilità di utilizzare sempre la stessa tipologia di connettore anche per impianti differenti è una caratteristica gradevole.

5.3 Scelta della geometria del materiale plastico

Occorre ora scegliere la geometria del materiale plastico, andando a studiare le forze in gioco.

5.3.1 Forze caratteristiche a cui sono sottoposti i connettori

Sono molto importanti per valutare la qualità di un connettore le seguenti caratteristiche:

- x- forza di innesto del connettore, cioè la forza che si deve imprimere per chiudere i contatti e quindi il circuito;
- x- forza di disinnesto, cioè la forza che si deve imprimere per scollegare i connettori da modalità chiusa a modalità aperta;
- x- forza di estrazione del cavo dal connettore e quindi qualità del sistema crimpaggio-blocco cavo.

Dai test riportati in [21] e dai dati di targa dei diversi connettori, si nota che i connettori di marca Tyco sono i migliori da questo punto di vista avendo delle forze di innesto e disinnesto del connettore molto basse (di circa 10 N) e una forza di estrazione del cavo abbastanza buona (min 300 N per i cavi di sezione più piccola, e quindi più facilmente estraibili).

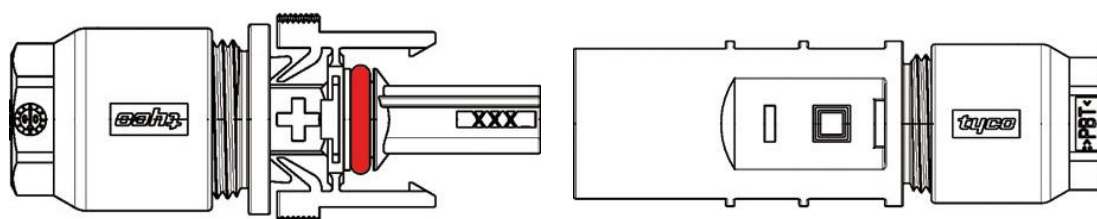


Fig.5.3 - Rivestimento plastico del connettore Tyco (Tyco Solarlok, 1394461 maschio, 1394462 femmina).[32]

Come si può notare dai disegni riportati in Fig.5.3, i connettori Tyco hanno un sistema di protezione all'apertura mediante un dispositivo a click, che permette di scollegare la coppia, a contatto chiuso, solo tramite una apposita chiavetta ciò che permette una buona tenuta alle aperture accidentali.

Va altresì detto che anche i connettori senza protezione all'apertura, hanno una buona tenuta in casi in cui i cavi vengono tirati accidentalmente i cavi, ma pur sempre inferiore a quella sopra descritta.

5.3.2 Dimensioni del materiale plastico del connettore

In Fig.5.4 e Fig.5.5 sono indicate le dimensioni del rivestimento plastico dei connettori, rispettivamente per la femmina e il maschio.

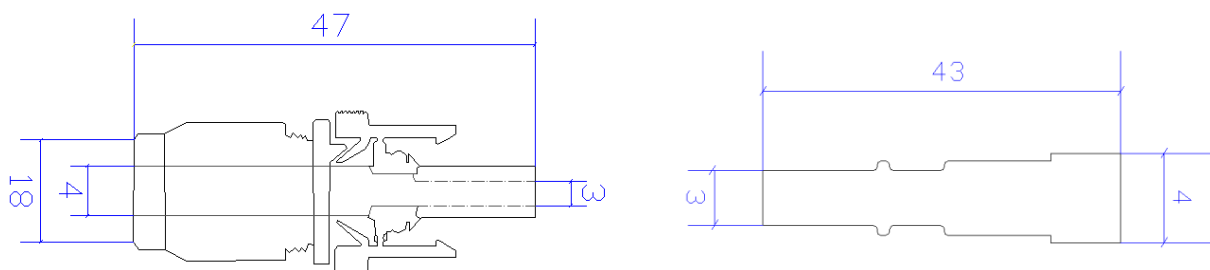


Fig.5.4 - Dimensioni del rivestimento plastico del connettore Tyco Solarlok 1394462 (femmina)

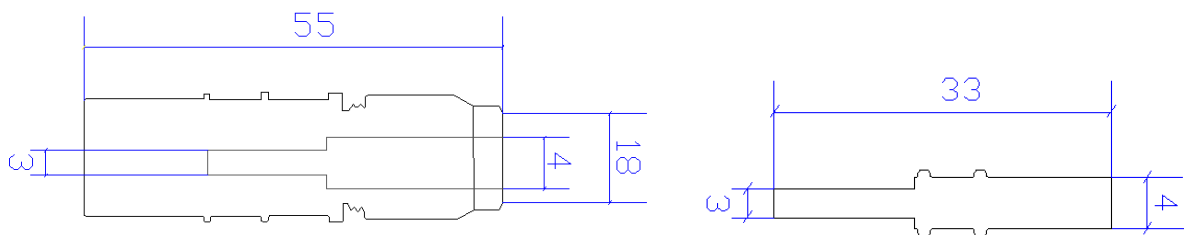


Fig.5.5 - Dimensioni del rivestimento plastico del connettore Tyco Solarlok 1394461 (maschio)



Fig.5.6 - Visuale tridimensionale fotografica dei connettori Tyco Solarlok.[32]

5.3.3 Resistenza di isolamento in caso di immersione

Anche per quanto riguarda la resistenza di isolamento in caso di immersione, il materiale scelto dalla Tyco (PPO polifenilenossido) ha buone proprietà garantendo un isolamento di 3 GΩ anche dopo dei giorni di immersione (risultati del test di [21]).

5.3.4 Test meccanici dopo aver portato il connettore alle loro temperature limite

Per quanto riguarda la capacità di scambio termico, la combinazione di questa caratteristica con la quantità di materiale utilizzato, garantisce un intervallo di temperature accettabile ($-40^{\circ} < T < +115^{\circ} \text{ C}$), che è ancor migliore del range minimo che la norma EN 50521 esige.

Si ricordi, infatti, che la temperatura ambiente inferiore nei range di temperatura ambiente ammissibili è fissata a -40° C . Si effettuano infatti test portando il connettore a una temperatura ambiente di -40° C , posandolo su una piastra di acciaio di spessore 20mm, per

5 ore. Se il campione resiste a 4 impatti, con energia 1 J senza riportare danni alla carcassa isolante, il test è superato [19].

La temperatura ambiente massima, invece, su cui il test si basa, è di 85° C, anche se alcuni costruttori garantiscono una tenuta anche a temperature ambienti massime anche superiori, come nel caso in esame.

5.3.5 Scarico alla trazione

Per quanto riguarda lo scarico alla trazione è assolutamente meglio evitare l'avvitamento in quanto una chiusura non completa fino a fondo corsa non permette una sufficiente pressione della vite sulla guarnizione attorno al cavo e c'è il rischio di maltempo avere una bassa resistenza di isolamento a causa di infiltrazione di umidità e/o agenti inquinanti.

Un problema di questo tipo è stato riscontrato in alcune marche di connettori i quali comunque raggiungevano valori di isolamento abbastanza elevati, sempre configurabili nel grado di protezione IP67, ma con i loro 0,5 GΩ di isolamento il primo giorno di immersione e i 0,25 GΩ dopo una settimana di immersione, li rendono molto meno efficienti rispetto agli altri.

Si sceglie così uno scarico alla trazione con rivestimento a estrusione.

5.4 Scelta del materiale conduttore

Si sceglie ora il materiale conduttore adibito al trasporto della corrente passante nel connettore.

Il materiale migliore dai dati riportati in [21] risulta essere il rame stagnato mentre per quanto riguarda le lamelle di contatto sia la lega rame-zinco argentato sia il rame stagnato stesso assicurano una resistenza totale molto bassa.

In questo caso si sceglie però la lega rame-zinco argentato in quanto molto poco soggetta al fenomeno dell'ossidazione. Infatti i contatti possono rimanere aperti anche in condizioni di forte umidità, e il fenomeno dell'ossidazione danneggia il pezzo aumentando la resistenza elettrica di contatto.

5.4.1 Scelta della geometria del materiale di contatto

La forma migliore, che provoca minori perdite specifiche per effetto Joule, come evidenziato nelle nostre simulazioni, è quello dell'MC3, in quanto ha una sezione adibita al trasporto della corrente maggiore rispetto agli altri connettori.

Il centro del maschio e della femmina, infatti, è pieno e quindi la sezione è molto maggiore rispetto a quella dei contatti costruiti per semplice "arrotolamento" di una lamiera di rame.

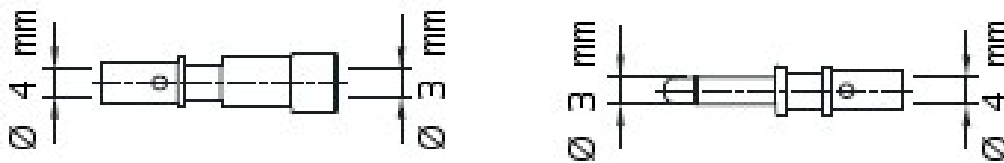


Fig.5.7 - Diametri delle parti di contatto.[18]

Nella Fig.5.8 è stata riportata la semi-sezione quotata dalla quale, se fatta la rivoluzione prendendo come asse la parte inferiore del disegno, si ottiene il pezzo finito.

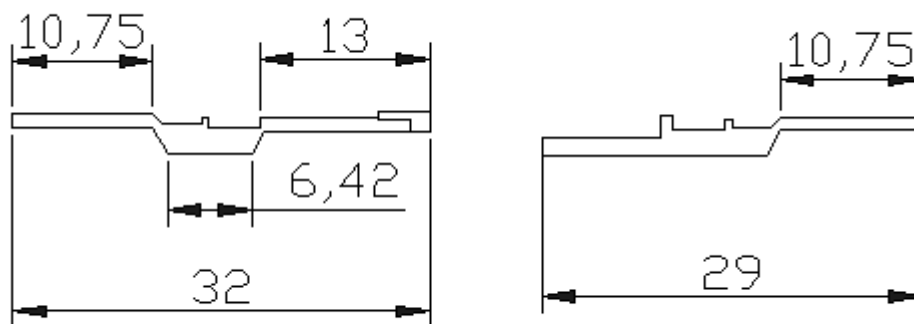


Fig.5.8 - Semisezione con quotatura delle parti di contatto

Questa soluzione è più costosa di quella ottenuta per "arrotolamento", in quanto è necessaria una tornitura del pezzo e l'utilizzo di maggior quantità di materiale.

5.5 Scelta della modalità di crimpatura

Non avendo a che fare con particolari difficoltà in fase di crimpatura riguardanti eccessivi sforzi a causa della quantità di materiale utilizzato (in quanto il connettore sopporta una corrente nominale di 20A), si sceglie una crimpatura semplice, a geometria tonda. In tal caso l'invito alla crimpatura non è necessario.

Invece, nel caso di connettori capaci di trasportare grosse correnti (>20A), il materiale utilizzato per i contatti avrebbe uno spessore consistente che implicherebbe la necessità di utilizzare una crimpatura quadrata (o esagonale) e/o un'invito alla crimpatura.

5.6 Dati di targa del connettore

I dati di targa finali del nostro connettore sono dunque:

Corrente nominale	20A - cavo 4 mmq
Tensione nominale	1000V
Resistenza elettrica totale	0,1 mΩ
Materiale di contatto	Lega di rame-zinco argentato
Materiale di isolamento	TPU
Grado di protezione	IP2X aperto , IP67 a contatto
Classe di protezione	II
Classe di infiammabilità	UL94-V0
Forza di inserzione	10N
Forza di estrazione	10N
Forza di estrazione del cavo	Min.300N
Sistema di connessione	Crimpatura semplice
Temperatura ottimo funzionamento	-40°C < T < +115° C
Temperatura limite ammessa	115° C
Scarico alla trazione	Rivestito a estrusione
Sistema di bloccaggio	Meccanismo a click,blocco in apertura

CONCLUSIONI

L'analisi elettro-termica dei connettori per impianti fotovoltaici è stata svolta prendendo in esame le due tipologie di connettori usualmente impiegate negli impianti FV: il sistema MC3 e il sistema MC4.

Il sistema di connessione compatibile MC3 ha come caratteristica fondamentale quella di essere sprovvisto del sistema di bloccaggio. Esso è costituito da parti di contatto tornite, in rame stagnato, che costituiscono il maschio e la femmina del contatto vero e proprio, ed un cilindro a lamelle posto all'interno della femmina grazie al quale è garantito l'accoppiamento tra i terminali (sia termico sia meccanico). Il tutto è isolato da un rivestimento in plastica (in policarbonato e poliammidi -PC/PA-) morbida.

Il sistema di connessione interbloccato, compatibile MC4, che costituisce l'evoluzione del primo modello, è costituito da parti di contatto in latta di rame stagnato, avvolta su se stessa, che costituiscono il maschio e la femmina del contatto vero e proprio, un cilindro a lamelle in acciaio, posto all'interno della femmina, grazie al quale è garantito l'accoppiamento tra i terminali (sia termico sia meccanico). Il tutto viene isolato da un rivestimento in plastica (in policarbonato e poliammidi -PC/PA-) dura.

Infine è stato preso in esame il connettore di marca SOLAR, compatibile MC4, avente caratteristiche del tutto simili al modello di casa Multicontact, caratterizzato da una resistenza di crimpatura elevata.

L'analisi svolta conduce alle seguenti considerazioni.

Tra i due sistemi di connettori per impianti fotovoltaici quello che presenta le maggiori perdite per effetto Joule è l'MC4; conseguentemente quello che comporta minori perdite di questo tipo è l'MC3. Il sistema di connessione MC3 garantisce infatti una maggiore superficie utile al passaggio della corrente dovuto al fatto che il contatto elettrico è tornito, mentre nel caso MC4 il sistema di connessione è ottenuto per piegatura di una lamina di rame stagnato. Inoltre il connettore MC4 presenta un restringimento di sezione che consiste nell'invito alla crimpatura del cavo, non presente nella tipologia MC3.

Il numero di lamelle presenti all'interno del connettore femmina risulta essere poco importante dal punto di vista delle perdite Joule. Infatti sia che si usino 9 lamelle come nel caso dell'MC4, sia che se ne usino 15 (nel caso del connettore di marca Solar), l'ordine di grandezza della potenza persa è il medesimo e le perdite sono in ogni caso assolutamente trascurabili rispetto alle perdite totali (somma di quelle di crimpatura, effetto Joule e di contatto).

Il sistema di connessione MC3, di contro, ha una resistenza termica di scambio con l'ambiente di gran lunga superiore rispetto al MC4, il che comporta un maggiore riscaldamento sulla superficie esterna. Ciò è dovuto al fatto che la quantità di materiale plastico utilizzato (nelle simulazioni e nei casi in esame in poliammidi -PA-) risulta essere

di gran lunga minore rispetto all'MC4, garantendo una minor superficie disponibile per lo smaltimento termico del calore prodotto per effetto Joule dai contatti.

In tutti i casi studiati, le temperature massime sulle superfici esterne dei materiali plastici si raggiungono sull'isolante del cavo in quanto la sezione di passaggio della corrente nei cavi è minore rispetto alla sezione nei contatti, e si hanno perdite per effetto Joule maggiori. Inoltre, lo spessore del materiale isolante è di gran lunga al di sotto del raggio critico e quindi la resistenza termica di scambio con l'ambiente è molto elevata.

Per quanto riguarda la validità dei risultati ottenuti è importante sottolineare che i principali limiti del modello implementato sono i seguenti:

- Non è stato possibile modellizzare adeguatamente la crimpatura, sede di perdite localizzate. La resistenza ad essa collegata è stata infatti possibile determinarla solamente partendo da dati sperimentali.
- Non è stato possibile modellizzare le perdite di contatto dovute alla non omogeneità nella pressione tra le superfici a contatto a causa della rugosità delle superfici e delle imperfezioni di lavorazione..

Per quanto riguarda la terza tipologia di connettori considerata (marca Solar) le sue parti di contatto sono quelle del tutto simili a quelle dell'MC4, infatti le resistenze totali ottenute dalle simulazioni sono simili. Tuttavia la resistenza totale misurata da altri autori [21] con riferimento a questa particolare tipologia è di gran lunga superiore rispetto a quella restituita dalle simulazioni. Un'ipotesi molto plausibile per spiegare questo fatto è quella che questi connettori abbiano un sistema di crimpatura meno efficiente degli altri modelli.

Le soluzioni migliori, per avere il connettore più efficiente e sicuro possibile, risultano essere le seguenti:

- Materiale di contatto del connettore : zinco argentato per la bassa resistività e la sua grande resistenza all'ossidazione
- Geometria del connettore: MC3 o similare. Il pezzo tornito garantisce minori perdite per effetto Joule in quanto la corrente riesce a distribuirsi su una sezione maggiore.
- Materiale isolante PA grazie alla sua buona conducibilità termica.
- Geometria del materiale isolante: similare Tyco e MC4, più vicina al raggio critico, avendo un isolamento maggiore.
- Sistema di bloccaggio a click o similare.
- Numero di lamelle: indifferente purchè abbiano uno spessore minimo, garantendo, in modulo, basse potenze termiche perse sottoforma di calore.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R.Faranda, S.Leva, "Il solare fotovoltaico", presentazione power point, Febbraio 2010
- [2] <http://www.elmesnc.it/Include/print.php?ID=5&P=fv.php>
- [3] <http://www.arendi.eu/tecnologia.html>
- [4] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.9
- [5] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.10
- [6] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.11
- [7] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.13
- [8] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pag.15
- [9] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.16
- [10] CEI 82-25, Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione, Ottobre 2010
- [11] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, appendice
- [12] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.17
- [13] Equanet S.r.l., Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici, 2007, pp.23
- [15] Equanet S.r.l., "Corso teorico-pratico per installatori/progettisti di impianti fotovoltaici", 2007, pp.6

- [16] G.Dall'O'; M.Monopoli, "Manuale schemi impianti fotovoltaici", Febbraio 2009, pp.1-32
- [17] http://www.metasystem.it/index.php/msy_ita_it/content/view/full/32751
- [18] www.multi-contact.com
- [19] Norma CEI EN 50521, Connectors for photovoltaic systems. Safety requirements and tests, November 2008
- [20] www.htitalia.it
- [21] R. Dupont, C.Podewils, I buoni contatti, Rivista Photon, Settembre 2009, pp.89-123
- [22] www.lappitalia.lappgroup.com
- [23] www.autodesk.it
- [24] www.comsol.com
- [25] http://www.engineerplant.it/tab_plasticprop.htm
- [26] G. Guglielmini, C. Pisoni, Elementi di trasmissione del calore, Editoriale Veschi, Milano, 1996,pp.34-35
- [27] www.solaritalia.it
- [28] Norma IEC 61 140, Protezione contro i contatti elettrici-Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature, IEC, 2001
- [29] Norma CEI EN 60 529, Grado di protezione degli involucri (Classe IP), IEC, 2006
- [30] <http://www.themeter.net/ipcode.htm>
- [31] <http://zone.ni.com/devzone/cda/tut/p/id/2871>
- [32] <http://www.tycoelectronics.com>