

# POLITECNICO DI TORINO

Collegio di Ingegneria Elettrica

**Corso di Laurea Magistrale  
in Ingegneria Elettrica**

Tesi di Laurea Magistrale

## **Nuove soluzioni progettuali per sistemi fotovoltaici con tensione di sistema maggiore di 1500 V**



### **Relatori**

prof. Gianfranco Chicco

prof. Filippo Spertino

ing. Pietro Maria Tumino

**Candidato**

Lorenzo Scarpa

Dicembre 2017

# Indice

1	Introduzione .....	2
1.1	L'importanza delle fonti rinnovabili .....	2
1.2	Mercato fotovoltaico a livello globale .....	4
1.3	Generalità sull'irraggiamento .....	6
1.4	Generalità sulla tecnologia fotovoltaica .....	10
1.5	Stato dell'arte dei sistemi fotovoltaici odierni .....	12
1.6	Procedura di studio per la tesi .....	14
2	Ricerca delle soluzioni tecnologiche .....	15
2.1	Soluzione tecnologica 1 .....	15
2.2	Soluzione tecnologica 2 .....	16
2.3	Soluzione tecnologica 3 .....	17
2.4	Altre tecnologie MVDC .....	17
2.4.1	Sistemi di Trazione Ferroviaria 3 kV d.c. ....	18
2.4.2	Sistemi navali MVDC .....	19
2.4.3	Impianti di conversione HVDC .....	20
2.4.4	Reti MVDC .....	22
3	Ambito normativo e componentistica .....	23
3.1	Studio della normativa riguardante l'impianto .....	25
3.2	Studio della normativa riguardante i componenti .....	26
3.2.1	Pannelli fotovoltaici .....	26
3.2.2	Connettori e scatole di giunzione .....	28
3.2.3	Cavi .....	30
3.2.4	String-box .....	34
3.2.5	Inverter .....	44
3.3	Impianto di terra .....	46
3.4	Lavori su impianti elettrici .....	47
4	Analisi tecnica .....	50
4.1	Generalità dell'impianto .....	51
4.2	Layout di impianto .....	51
4.3	Analisi del sottocampo tipo della configurazione esistente .....	53
4.4	Design dei nuovi sottocampi .....	55
4.5	Calcolo delle perdite d.c. ....	58
4.6	Studio del layout delle linee di Media Tensione .....	64
5	Attività sperimentale presso l'Enel Innovation Lab .....	65
5.1	Resistenza di isolamento .....	65
5.2	Standard riguardanti la resistenza di isolamento .....	66

5.3	Calcolo della resistenza di isolamento .....	70
5.4	Prove di isolamento previste dalla norma CEI EN 61215 su moduli fotovoltaici. ....	71
5.4.1	Condizioni di prova .....	71
5.4.2	Strumentazione utilizzata.....	72
5.5	Procedura seguita per i test .....	72
5.6	Calcolo dell'incertezza del metodo .....	76
5.7	Risultati delle prove di misura della resistenza di isolamento dei moduli .....	77
5.8	Test di isolamento su una stringa .....	79
5.8.1	Confronto con i valori teorici.....	82
6	Conclusioni .....	84
7	Bibliografia .....	86



# 1 Introduzione

La presente tesi di laurea è stata realizzata in collaborazione con ENEL Green Power - Engineering and Construction – Solar Centre of Excellence. Lo studio riguarda la possibilità di realizzazione di sistemi fotovoltaici di nuova concezione, con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la competitività degli impianti fotovoltaici, incrementandone la produzione e riducendone i costi.

Nella presente introduzione sono brevemente mostrate: l'importanza delle fonti rinnovabili, alcune osservazioni del mercato attuale dei sistemi fotovoltaici, le generalità sull'irraggiamento e sulla tecnologia fotovoltaica ed un breve riassunto sullo stato dell'arte degli attuali sistemi fotovoltaici. Tutto ciò per contestualizzare lo studio e agevolare la lettura. Infine sono anticipati i contenuti dei capitoli successivi.

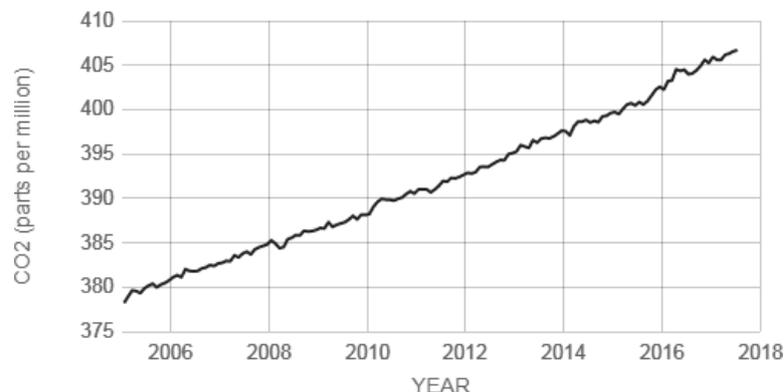
## 1.1 L'importanza delle fonti rinnovabili

L'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra e sostanze inquinanti è diventato una priorità nell'attuale contesto energetico e ambientale a livello globale. Nel corso dell'ultimo ventennio sono state prese diverse iniziative da enti internazionali. Tra queste iniziative, vi sono la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), il protocollo di Kyoto e la più recente conferenza di Parigi sui cambiamenti climatici (COP21). In quest'ultima, tenutasi tra novembre e dicembre del 2015, un totale di 195 paesi ha stabilito un accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale.

In breve, i principali obiettivi della conferenza riguardano:

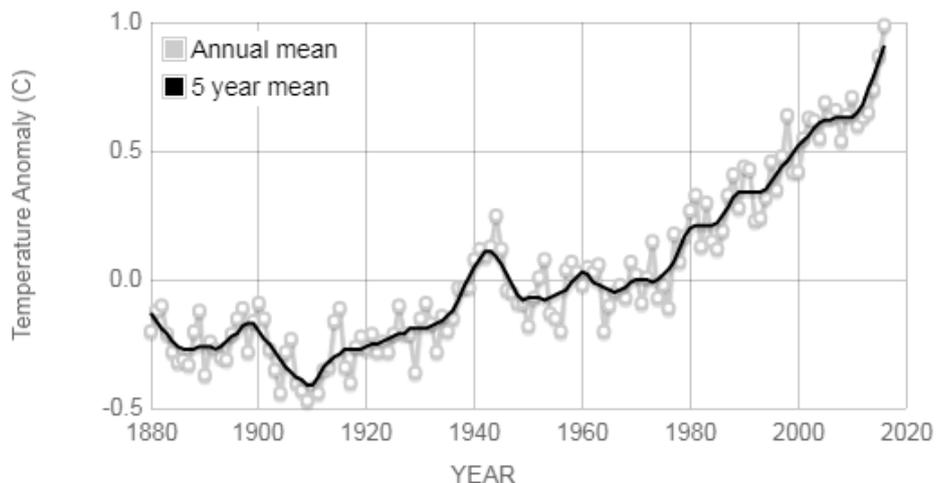
- Mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali come obiettivo a lungo termine.
- Puntare a limitare l'aumento a 1,5°C.

I precedenti accordi sono scaturiti a seguito della crescente temperatura media globale, responsabile dello scioglimento dei ghiacciai e dei recenti cambiamenti climatici [1],[2] vedi Figura 1.1, Figura 1.2, Figura 1.3, Figura 1.4. Recentemente molti studi considerano il riscaldamento globale come principale causa dell'intensificazione degli uragani nel centro America [3], [4], [5]. **Le fonti rinnovabili si inseriscono come risorsa chiave nel processo di risoluzione del problema energetico ed ambientale.**



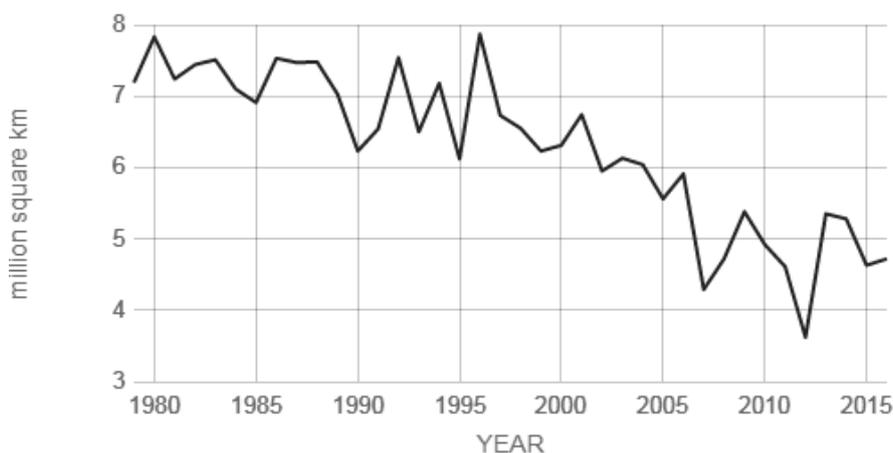
**Figura 1.1:** Livelli di CO2 misurati dal 2005 al 2017.

Fonte: Mauna Loa Observatory, Hawaii (USA), NASA.



**Figura 1.2:** Andamento delle temperature medie globali su mare e terra.

Fonte: NASA/GISS



**Figura 1.3:** Andamento dell'area dei ghiacci presenti al Polo Nord.

Fonte: NSIDC/NASA

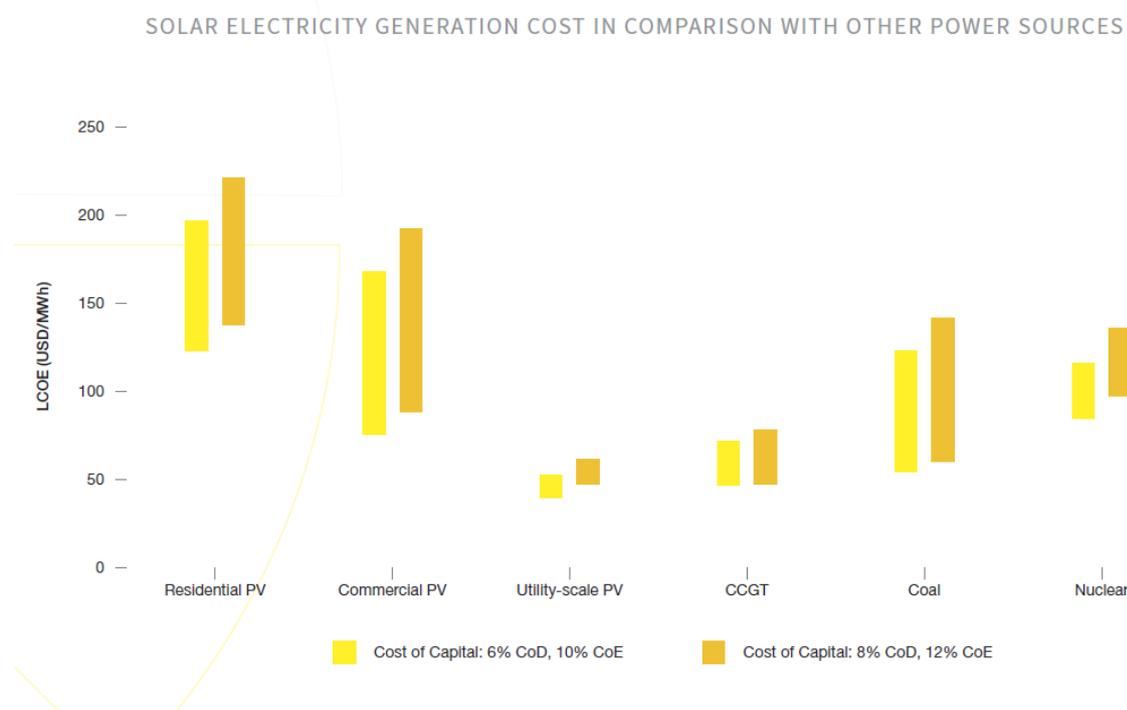


**Figura 1.4:** Variazione del livello del mare rispetto al 1992.

Fonte: NASA Goddard Space Flight Center

## 1.2 Mercato fotovoltaico a livello globale

I sistemi fotovoltaici sono interessati da una grandissima espansione [6], che negli ultimi 5 anni è stata particolarmente marcata (Figura 1.7), grazie all'abbassamento dell'indice LCOE<sup>1)</sup>, che ormai è comparabile a quello delle fonti tradizionali, Figura 1.5. Tutto ciò è stato possibile grazie a nuove politiche statali di incentivazione riguardanti le fonti rinnovabili e ai sempre più numerosi bandi statali che interessano soprattutto la Spagna, i paesi Sud Americani e Sud Africani, a cui partecipa Enel Green Power con sempre maggiore presenza. Inoltre la Cina si sta proponendo come leader del mercato con un piano di sviluppo molto importante, infatti possiede il 25,3% della potenza totale installata a fine 2016, corrispondente ad un totale di 77,9 GW installati; su base annua nel solo 2016 ha installato 34,5 GW. Gli stati europei fino al 2015 erano alla prima posizione per potenza installata, adesso passati in seconda a seguito del sorpasso dell'area Asia-Pacifico. L'Italia ricopre un importante ruolo a livello europeo con 18,9 GW installati, collocandosi subito dopo la Germania, vedi Figura 1.6. Purtroppo l'espansione fotovoltaica in Italia è in una fase di stasi [7], a seguito del calo di investimenti nel panorama italiano.

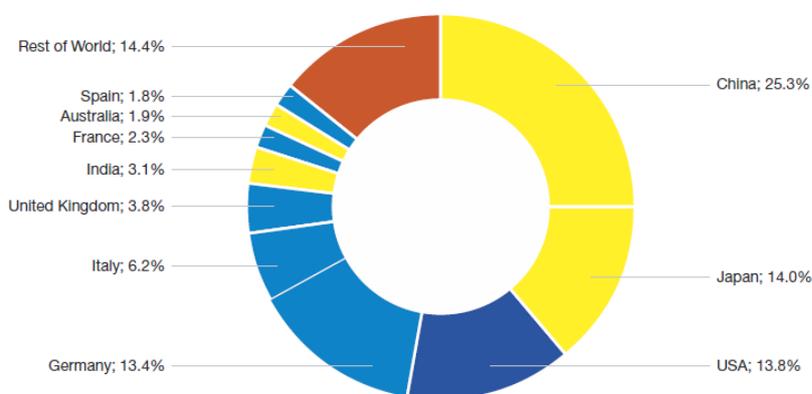


**Figura 1.5:** Confronto del LCOE tra diverse tecnologie per la produzione di energia

Fonte: *GMO 2017 – SolarPower Europe*

1) LCOE: Levelized cost of energy, indice economico che fornisce una misura del costo dell'energia includendo i costi sia fissi che variabili, il ritorno dell'investimento e l'ammortamento del capitale iniziale.

GLOBAL TOP 10 SOLAR PV MARKETS TOTAL INSTALLED SHARES BY END OF 2016

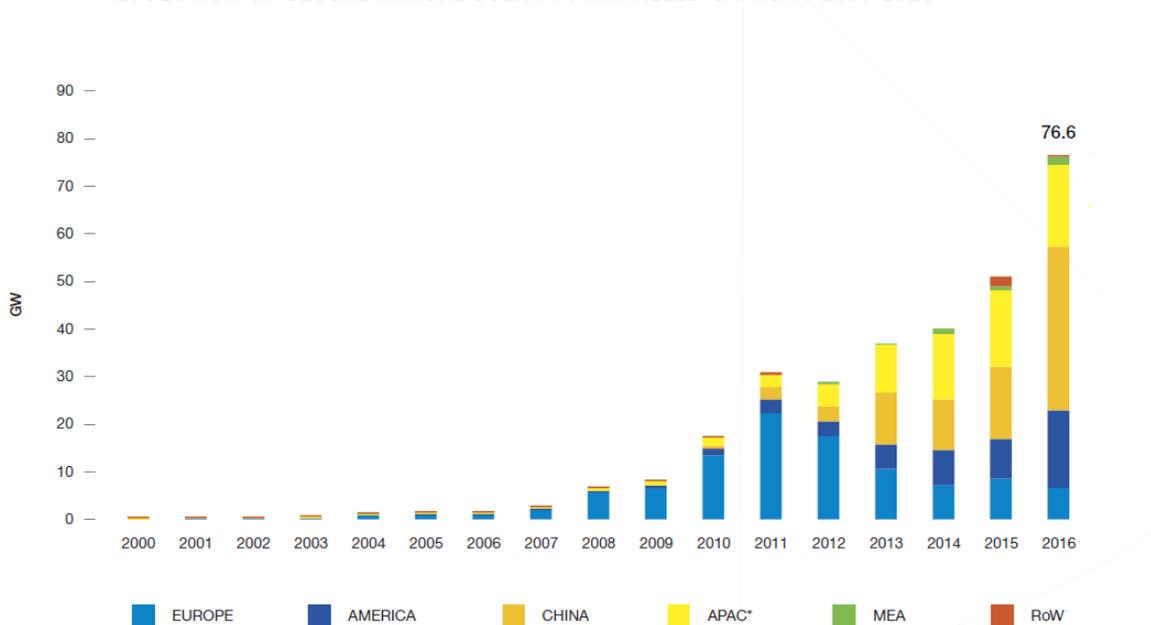


© SOLARPOWER EUROPE 2017

**Figura 1.6:** Distribuzione della potenza installata per nazione.

Fonte: *GMO 2017 – SolarPower Europe*

EVOLUTION OF GLOBAL ANNUAL SOLAR PV INSTALLED CAPACITY 2000-2016



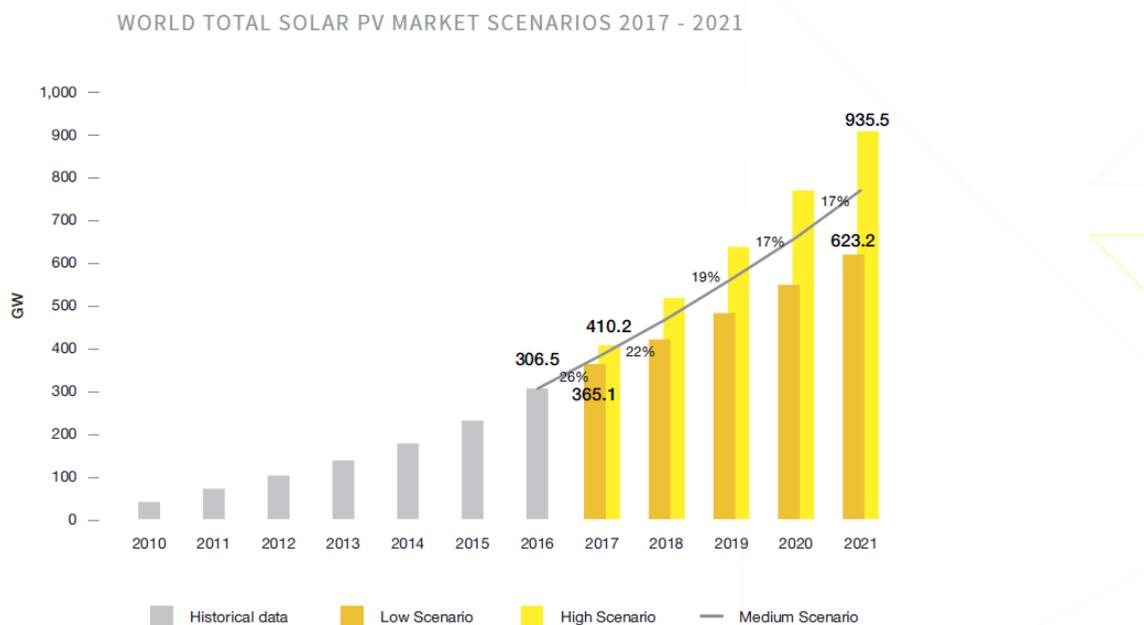
\*APAC excl. China

© SOLARPOWER EUROPE 2017

**Figura 1.7:** Evoluzione annua della potenza installata di tipo fotovoltaico a livello globale.

Fonte: *GMO 2017 – SolarPower Europe*

Inoltre le previsioni, concludono che la potenza installata crescerà con un trend lineare mediamente il 20,2% all'anno per i prossimi 5 anni, Figura 1.8. Inoltre è stato previsto un ruolo sempre più importante dell'area asiatica [6].



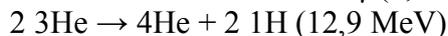
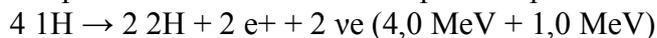
**Figura 1.8:** Previsioni dello sviluppo della potenza installata per fonti fotovoltaiche.

Fonte: *GMO 2017 – SolarPower Europe*

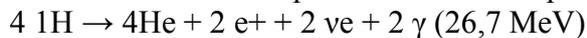
### 1.3 Generalità sull'irraggiamento

Gli impianti fotovoltaici realizzano la conversione di energia solare in energia elettrica non immettendo alcun inquinante nell'atmosfera.

Il fenomeno di irraggiamento è quello che permette, tramite l'effetto fotoelettrico che avviene nelle celle, la produzione di energia elettrica. All'interno del sole si svolge un'attività frenetica che consuma miliardi di kg al secondo di combustibile nucleare, fondendo protoni, ovvero i nuclei di atomi di idrogeno, e liberando energia. L'idrogeno è fuso secondo una serie di reazioni che prendono il nome di catena protone-protone:

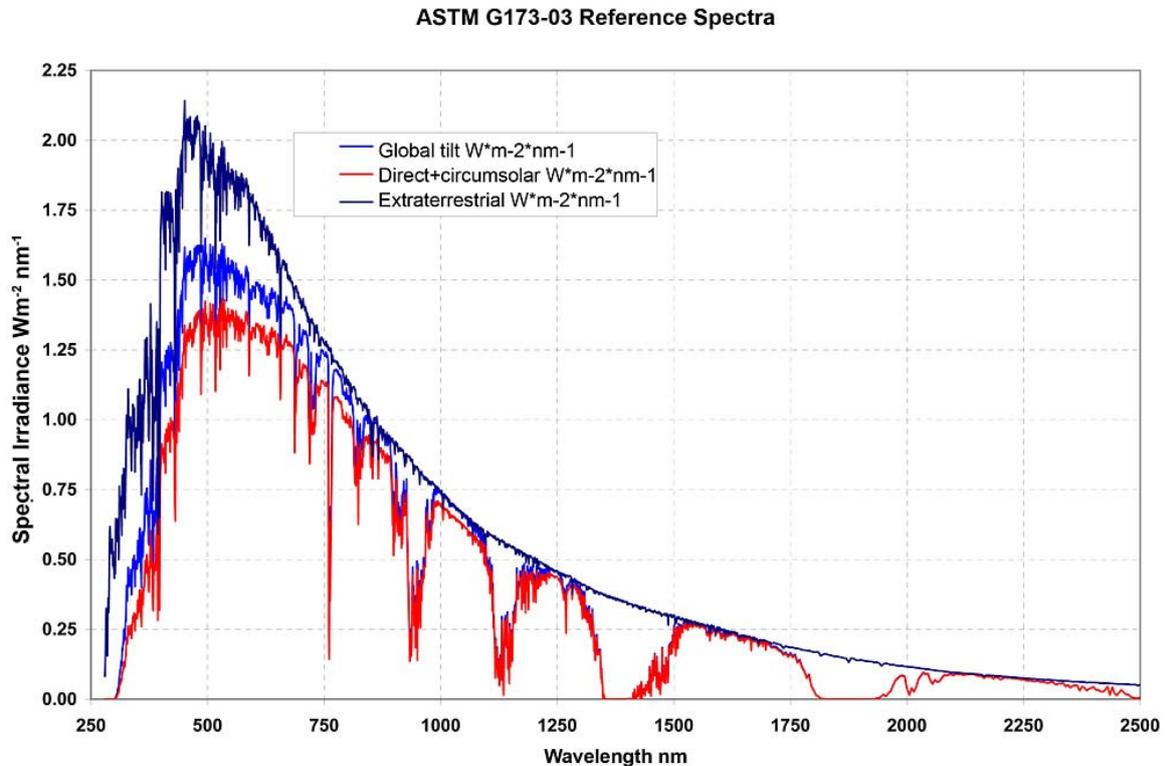


Il risultato netto delle precedenti reazioni può essere quindi così riassunto:



dove  $\text{e}^+$  è un positrone,  $\gamma$  è un fotone nella frequenza dei raggi gamma,  $\nu\text{e}$  è un neutrino elettronico, H ed He sono rispettivamente degli isotopi dell'idrogeno e dell'elio. I sopracitati fotoni alla frequenza dei raggi gamma, una volta emessi, subiscono un processo di assorbimento e riemissione in direzioni casuali all'interno del plasma solare, questo processo avviene fin quando i fotoni raggiungono la fotosfera solare. Successivamente i fotoni lasciano la fotosfera aventi tutte le lunghezze d'onda dello spettro elettromagnetico. Nella Figura 1.9 è riportato l'andamento dello spettro solare al di fuori dell'atmosfera per lunghezze d'onda comprese tra 250 nm e 2500 nm. È importante osservare come il campo ultravioletto,  $\lambda < 400 \text{ nm}$ , contiene l'8,73% dell'energia totale irradiata, il 38,15% è trasmessa dal campo visibile, e il restante 53,12% dal campo dell'infrarosso.

L'energia giunta allo spazio esterno della terra è ben diversa da quella che perviene alla superficie terrestre, poiché essa è filtrata dalle varie componenti costituenti l'atmosfera; uno degli esempi più noti è l'assorbimento della radiazione ultravioletta dovuto allo strato di ozono. Inoltre la radiazione solare viene riflessa, diffusa e assorbita dalle molecole gassose e dal pulviscolo presenti nell'atmosfera.



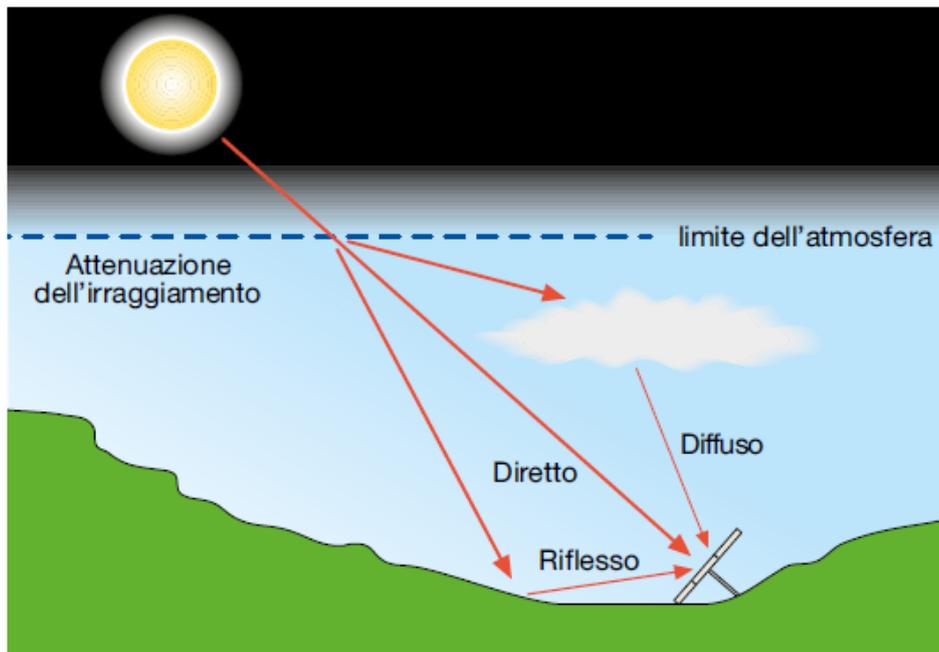
**Figura 1.9:** Spettro solare extra-atmosferico e al livello del mare. *Fonte: ASTM.*

Si introducono adesso alcune grandezze tipiche per lo studio degli impianti fotovoltaici.

- Costante solare  $G$ :  $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ .
- Radiazione solare: rapporto tra l'energia incidente su una superficie e l'area della medesima, ovvero l'integrale dell'irraggiamento solare su un periodo di tempo specificato,  $\text{kWh/m}^2$ .
- Irraggiamento solare: intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie unitaria,  $\text{kW/m}^2$ .
- Air Mass – AM: spessore di atmosfera standard attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre misurata al livello del mare.

La radiazione solare ricevuta da una superficie orizzontale al livello del suolo è data da diverse componenti, elencate di seguito. Per il calcolo e la misura vi sono diverse metodologie. In Figura 1.12 e Figura 1.13 sono mostrati gli atlanti solari per la radiazione solare orizzontale e diretta normale. La radiazione solare è così composta:

- Radiazione diretta  $I_b$ , è definita come quella radiazione che giunge direttamente incontrando solo la trasparenza dell'atmosfera;
- Radiazione diffusa  $I_d$ , consiste parte di irradiazione che viene assorbita dalle molecole presenti nell'atmosfera e poi rilasciata in tutte le direzioni, a meno delle perdite.
- Radiazione riflessa  $I_r$ , detta anche albedo, definita come la quota di radiazione istantanea sia diretta sia diffusa acquisita dal suolo e da altri corpi e rimessa nello spazio circostante.



**Figura 1.10:** Tipologie di irraggiamento.

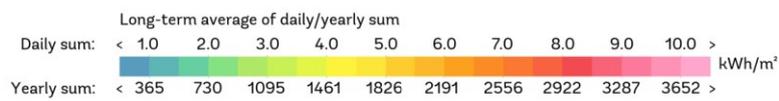
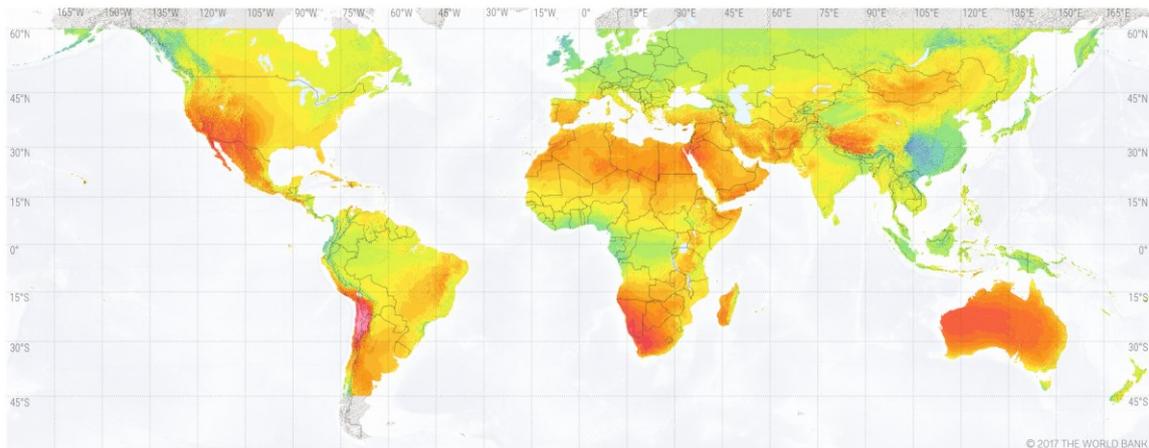
*Fonte: ABB quaderno di applicazione tecnica n10.*

Tipo di superficie	albedo
Strade sterrate	0,04
Superfici acquose	0,07
Bosco di conifere d'inverno	0,07
Asfalto invecchiato	0,10
Tetti o terrazzi in bitume	0,13
Suolo (creta, marne)	0,14
Erba secca	0,20
Pietrisco	0,20
Calcestruzzo invecchiato	0,22
Bosco in autunno/campi	0,26
Erba verde	0,26
Superfici scure di edifici	0,27
Foglie morte	0,30
Superfici chiare di edifici	0,60
Neve	0,75

**Figura 1.11:** Valori di albedo al variare del tipo di superficie.

*Fonte: ABB quaderno di applicazione tecnica n10.*

SOLAR RESOURCE MAP  
**DIRECT NORMAL IRRADIATION**

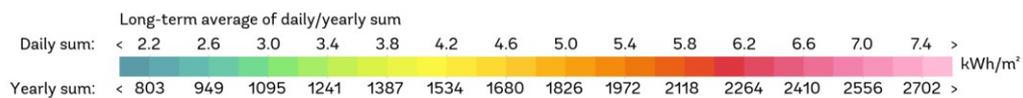
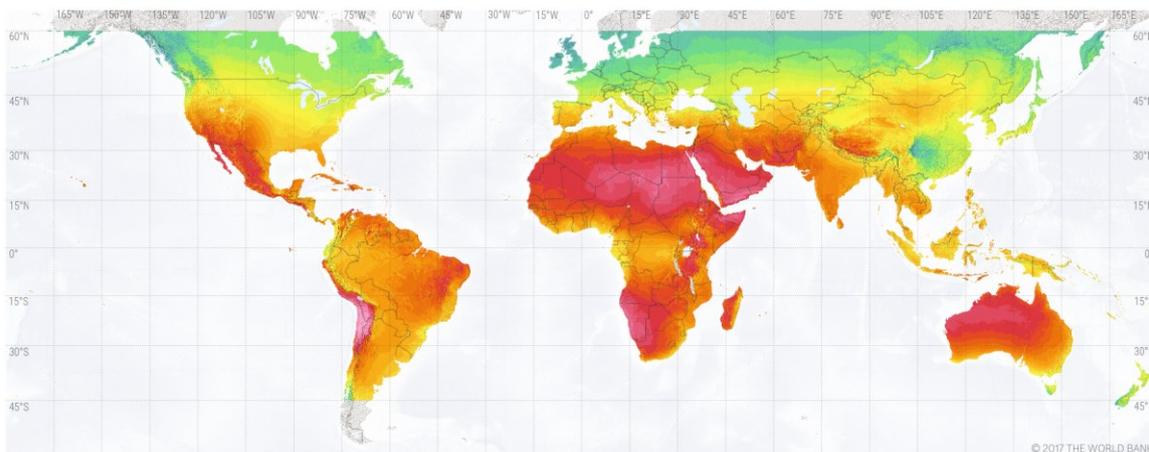


This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

**Figura 1.12:** Atlante solare globale Radiazione diretta normale.

Fonte: Global Solar Atlas - WBG – SOLARGIS.

SOLAR RESOURCE MAP  
**GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION**



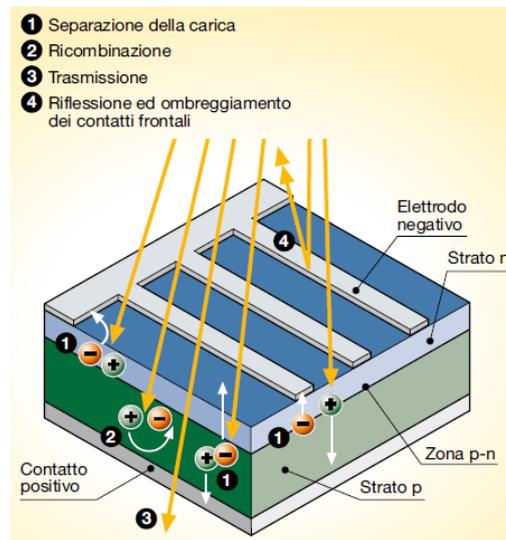
This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

**Figura 1.13:** Atlante solare globale, Radiazione globale orizzontale.

Fonte: Global Solar Atlas - WBG – SOLARGIS.

## 1.4 Generalità sulla tecnologia fotovoltaica

Un dispositivo fotovoltaico genera energia elettrica tramite la trasformazione della radiazione elettromagnetica ricevuta. L'esposizione al Sole genera una tensione elettrica ai capi del dispositivo ed infine se esso è inserito in un circuito elettrico avviene l'erogazione di potenza elettrica. Il componente base del impianto fotovoltaico è la cella fotovoltaica, esistono diversi tipi di celle solari, differenti per la tecnologia impiegata. L'effetto fotoelettrico possiede due fasi principali mostrate in Figura 1.14. L'energia elettromagnetica viene assorbita con la generazione di cariche di segno opposto, le cariche si separano e si ricombinano, successivamente avviene l'estrazione delle cariche verso il circuito esterno.

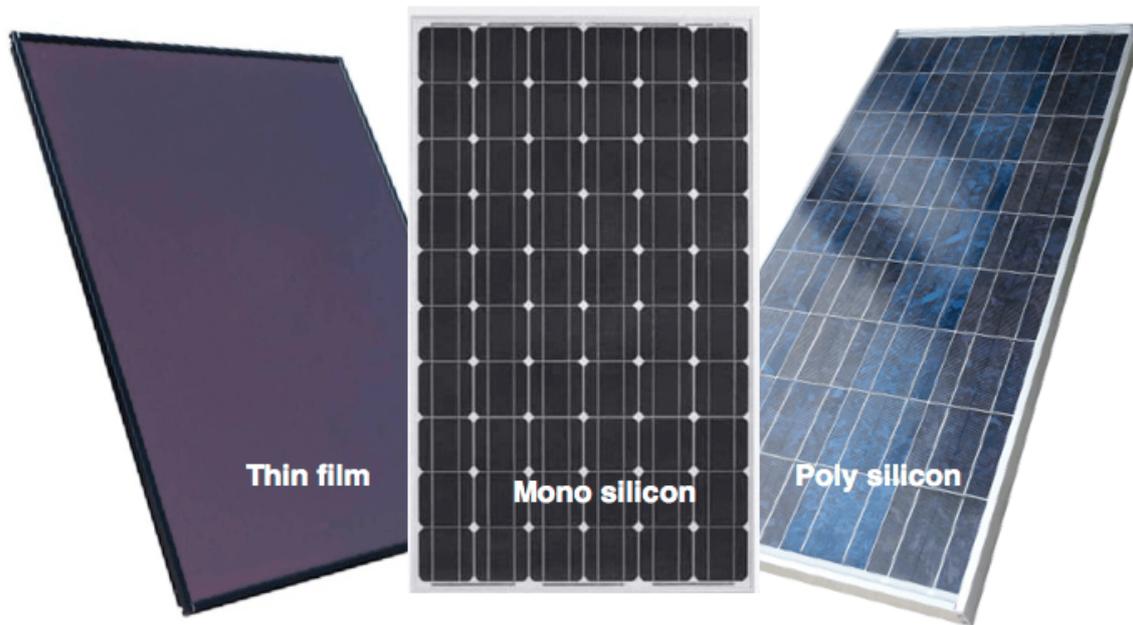


**Figura 1.14:** Effetto fotoelettrico, riflessione e ombreggiamento.

Fonte: ABB quaderno di applicazione tecnica n10.

Inoltre, le Figura 1.15-Figura 1.16 mostrano le principali tecnologie di moduli fotovoltaici. Esse differiscono per tipo di cella utilizzata, mono-policristallino, film sottile (*thin film*) e bifacciale. Le caratteristiche elettriche e meccaniche differiscono tra le varie tipologie. Ad oggi le più competitive ed affidabili risultano essere quelle al silicio mono e policristallino, mentre quella con i rendimenti maggiori risulta essere il bifacciale.

Le grandezze elettriche tensione e corrente prodotte da una cella fotovoltaica sottoposta ad irraggiamento possiedono una forma d'onda continua. Per questo motivo una parte dell'impianto fotovoltaico è in d.c. ed essendo poi necessario il collegamento alla rete a.c. è necessaria una conversione per mezzo di inverter.



**Figura 1.15:** Tipologie di moduli fotovoltaici.

*Fonte: cleanenergyreviews*



**Figura 1.16:** Modulo bifacciale MegaCell con celle solari BISO.

*Fonte: MegaCell.*

## 1.5 Stato dell'arte dei sistemi fotovoltaici odierni

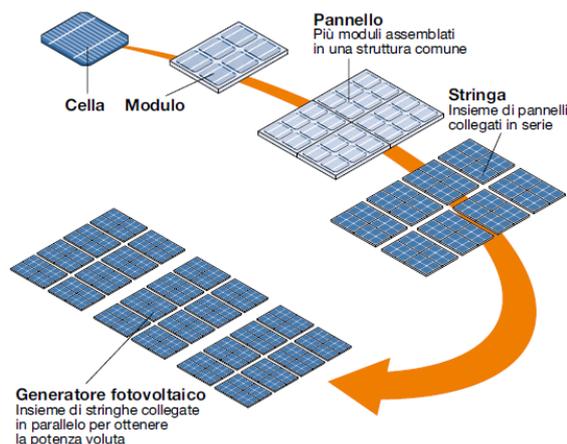
L'impianto fotovoltaico è suddiviso in diverse parti, una suddivisione che risulta molto utile per lo studio in questione riguarda la forma d'onda delle grandezze elettriche. Essendo specifici, vi è una porzione di impianto in d.c. mentre la restante parte in a.c., come indicato nelle Figura 1.19-Figura 1.20. L'ottimizzazione che la tesi propone riguarda la prima parte di impianto, ma vi sono ripercussioni sulla seconda, come verrà approfondito nei capitoli successivi.

Esistono diverse tipologie di impianto, quella che è stata considerata per lo studio in questione riguarda impianti di larga scala di tipo centralizzato connessi in rete. Sono adesso brevemente descritti gli impianti di tipo centralizzato e con inverter di stringa. I vari componenti facenti parte dell'impianto verranno discussi successivamente, nel capitolo dedicato all'ambito normativo.

Inoltre si precisa che le Figura 1.19-Figura 1.20 sono solamente di principio, gli schemi di connessione specifici sono mostrati nell'appendice della Tesi.

- **Impianto di tipo centralizzato**

I moduli fotovoltaici, costituiti da collegamenti serie e parallelo di celle, vengono connessi in serie formando delle stringhe. Quest'ultime sono poi collegate tra di loro in parallelo utilizzando dei connettori, detti anche pre-parallel box e tramite le string-box, vedi Figura 1.17. Dalle string-box si dipartono i collegamenti fino alle conversion-unit, esse contengono l'inverter, tutta la parte dedicata ai servizi ausiliari, mentre il trasformatore elevatore LV/MV può essere all'interno od all'esterno della conversion-unit. Le stringhe sono montate su dei supporti che possono essere fissi o mobili. Quest'ultimi detti tracker possono essere mono-assiali o pluri-assiali, in Figura 1.18 vi è un esempio di tracker mono-assiale. Un esempio di impianto centralizzato è mostrato in Figura 1.20.



**Figura 1.17:** Schema di principio collegamenti di un impianto fotovoltaico.

**Figura 1.18:** Moduli fotovoltaici su tracker mono assiali Soltec SF7 Single-Axis Tracker

Fonte: ABB quaderno di applicazione tecnica n10.

Fonte: <https://soltec.com/single-axis-solar-tracker/>

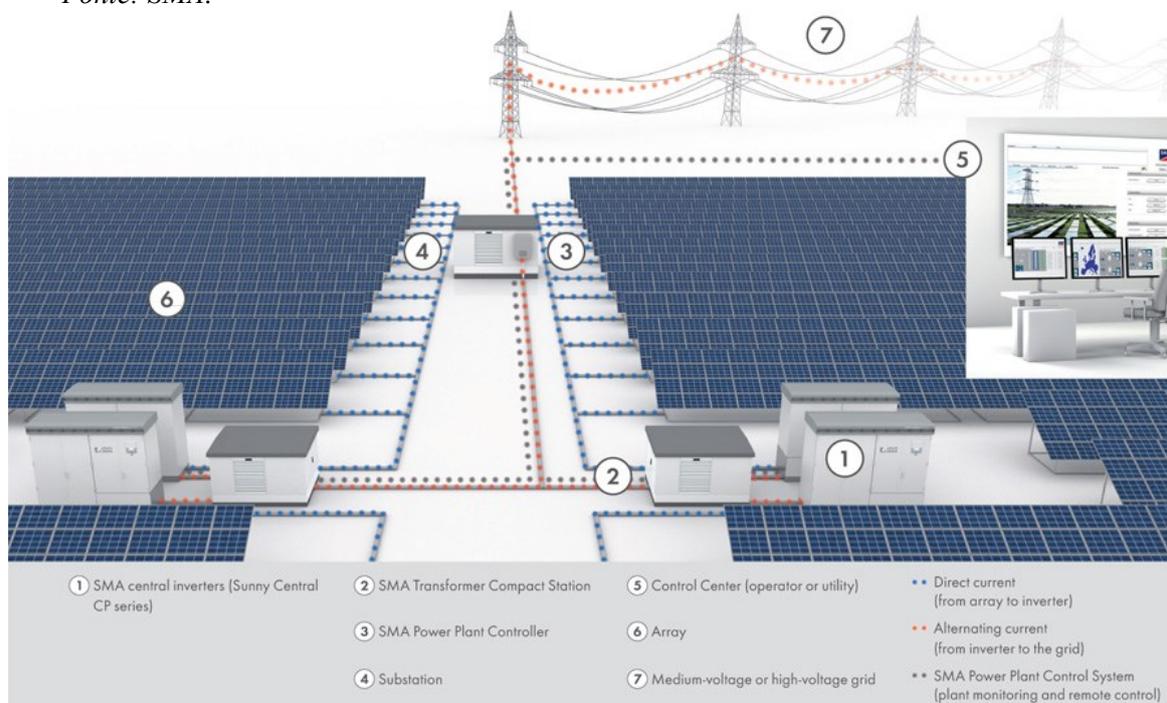
- **Impianti con string-inverter**

Questa tipologia di impianto prevede l'utilizzo di inverter di stringa, ovvero ogni stringa possiede un convertitore DC/AC. Successivamente le stringhe sono collegate in parallelo tramite le pre-parallel box. In seguito sono collegate al trasformatore LV/MV, vedi Figura 1.20.



**Figura 1.19:** Schema di principio di un impianto fotovoltaico con string-inverter SMA.

Fonte: SMA.



**Figura 1.20:** Schema di principio di un impianto fotovoltaico di tipo centralizzato.

Fonte: SMA.

Le diverse configurazioni presentano vantaggi e svantaggi specifici, la scelta tra le due soluzioni riguarda aspetti di carattere tecnico ed economico.

## ***1.6 Procedura di studio per la tesi***

Dopo questa breve introduzione, mirata a rendere comprensibile e agevole la lettura, vi sono i capitoli che compongono lo studio di tesi.

Come anticipato l'obiettivo della tesi è quello di ridurre i costi, sia di tipo CAPEX<sup>1)</sup> che OPEX<sup>2)</sup> degli impianti fotovoltaici per poterne aumentare la competitività.

L'idea principale della tesi consiste nell'aumentare la tensione di sistema dell'impianto, superando lo standard dei 1500 V d.c., ciò potrebbe permettere di ridurre i costi sopracitati.

Questo passaggio rappresenta il cuore innovativo di questo studio, poiché ad oggi non esistono impianti fotovoltaici con tensione di sistema superiore ai 1500 V d.c. Inoltre si anticipa, che il passaggio ad una tensione maggiore rappresenta il passaggio dalla BT alla MT, per questo motivo si prevede che l'eventuale adozione della nuova tecnologia non sarà semplice ed immediata e sarà altresì necessaria un'attività di aggiornamento dei principali standard internazionali che disciplinano l'argomento.

Il presente lavoro è stato articolato in diverse attività. Inizialmente è stato effettuato uno studio dell'attuale stato dell'arte in ambito accademico, per identificare contesti simili e soluzioni già esistenti.

Successivamente è stato affrontato un ampio e dettagliato studio sugli attuali standard internazionali di riferimento, per identificare il contesto normativo in cui muoversi. Parallelamente si è avviata la ricerca delle soluzioni tecniche vere e proprie da adottare per raggiungere lo scopo prefissato. Infine sono state analizzate le soluzioni tecniche individuate per verificare l'efficacia e la validità di ognuna. È stato possibile approfondire i punti chiave dello studio anche attraverso un'attività sperimentale effettuata presso il laboratorio elettrico di EGP – Innovation ed avviare un confronto costruttivo con vari partner dei progetti di EGP come Fimer, Siel, Jinko Solar, Canadian Solar, SMA, General Electric, attraverso una serie di riunioni tecniche.

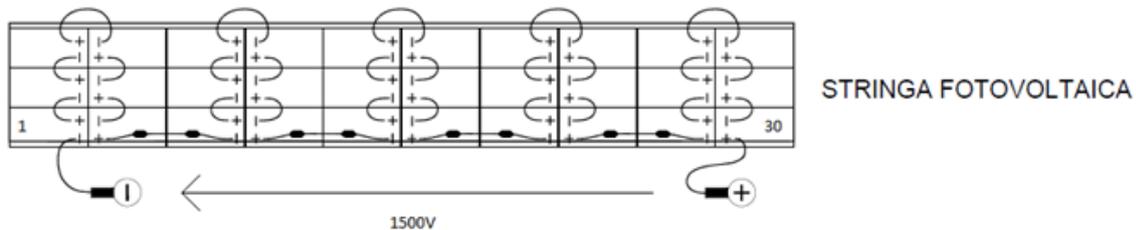
1) CAPEX: Capital Expenditure, indice economico che rappresenta il totale dei costi per l'acquisto di asset durevoli

2) OPEX: Operating Expenditure, indice economico che rappresenta i costi dovuti alla manutenzione di asset durevoli.

## 2 Ricerca delle soluzioni tecnologiche

La ricerca delle soluzioni tecnologiche è stata frutto di diverse attività parallele, svolte in collaborazione con l'unità "Engineering" di EGP (in particolare Solar CoE, Discipline Elettriche e Design to Cost). Per la realizzazione dell'obiettivo sono state identificate tre soluzioni, diverse tra di loro per approccio, svantaggi e vantaggi.

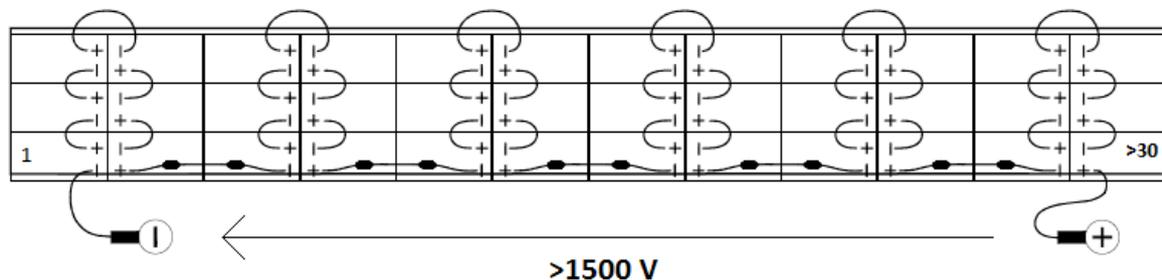
Prima di procedere alla presentazione delle soluzioni individuate, si descriverà brevemente la soluzione attuale più comune, con tensione di sistema di 1500 V. In Figura 2.1 è rappresentato un esempio di stringa fotovoltaica di un impianto odierno con tensione di sistema pari a 1500 V. Si ricorda che la stringa fotovoltaica è formata da moduli connessi in serie, come è noto dall'elettrotecnica questa connessione permette di ottenere ai capi dei morsetti della stringa una tensione pari alla somma delle tensioni dei singoli moduli. La tensione massima di sistema viene calcolata considerando i moduli nelle condizioni di massima tensione di circuito aperto ottenibile in base alle condizioni ambientali del sito.



**Figura 2.1:** Stringa fotovoltaica composta da 30 moduli in serie.  $V_{ocmax}=50$  V.

### 2.1 Soluzione tecnologica 1

La prima soluzione consiste nell'aumentare il numero di moduli in serie in una stringa per superare i 1500 V d.c. (Figura 2.2) Questa soluzione (a parità di potenza DC) permetterebbe di diminuire il numero di strutture, di connettori e string-box. In questo caso la corrente di stringa rimane invariata.



**Figura 2.2:** Soluzione 1. Stringa fotovoltaica composta da più di 30 moduli in serie.  $V_{ocmax}=50$  V.

Questa soluzione ha chiaramente un impatto sui seguenti componenti:

- Moduli fotovoltaici;
- Connettori e Junction-box;
- Cavi solari;
- Diodi di bypass;
- Cavi non solari d.c.;
- Pre-parallel box;
- String-box (comprese le protezioni contenute);
- Inverter.

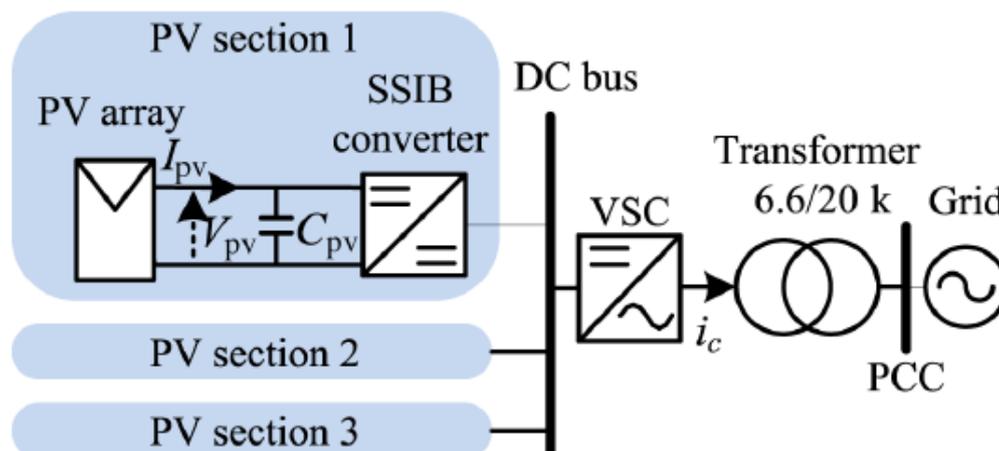
Inoltre questa soluzione non prevede l'utilizzo di componenti aggiuntivi, rispetto alle soluzioni attuali.

## 2.2 Soluzione tecnologica 2

Questa soluzione tecnologica è stata identificata nell'ambito accademico e risulta essere l'unica proposta attuale attinente al presente lavoro.

In ambito scientifico sono presenti diversi studi, riportati in [8],[9],[10], che prevedono l'utilizzo di un convertitore DC/DC di tipo boost per aumentare la tensione al livello desiderato. Questa topologia, molto simile a quella di impianti con "string inverter", permette di utilizzare stringhe con tensione massima inferiore o uguale a 1500 V, di diminuire la corrente (quindi le perdite Joule) nei cavi DC tra il convertitore DC/DC e l'inverter e inoltre permette una migliore ottimizzazione del MPPT anche in condizioni di parziale ombreggiamento [8], infatti l'algoritmo di MPPT sarebbe gestito a livello di ogni convertitore DC/DC e non a livello di inverter centralizzato.

L'idea proposta dagli articoli scientifici è stata presa in considerazione, individuando eventuali modifiche progettuali, come ad esempio l'utilizzo di un convertitore boost per un gruppo di stringhe od un eventuale accoppiamento a nuove tecniche di cablaggio ad oggi esistenti. Uno schema di principio è mostrato nella Figura 2.3.



**Figura 2.3:** Soluzione 2, utilizzo di convertitore DC/DC Boost.

Fonte: [8]

Questa soluzione ha impatto sui seguenti componenti:

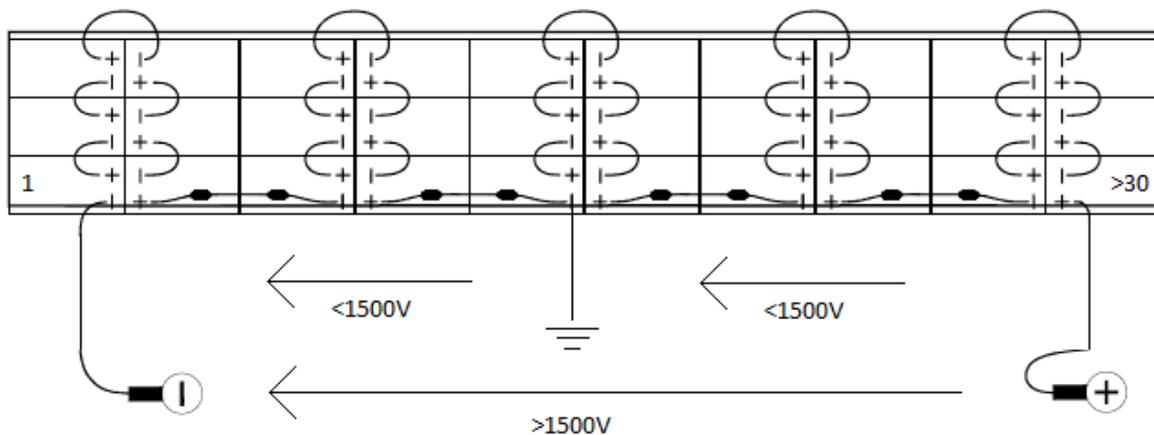
- Cavi solari;
- Cavi non solari d.c.;
- Pre-parallel box;
- Inverter.

Inoltre sarebbero presenti i seguenti nuovi elementi:

- Convertitore DC/DC boost.

### 2.3 Soluzione tecnologica 3

Questa soluzione è simile alla prima, in quanto anche in questo caso il numero di moduli in serie è tale da superare i 1500 V d.c. ai capi della stringa, però prevede una connessione mediana a terra, in modo da limitare la tensione delle due metà di stringa ai limiti previsti per la BT. Di fatto la stringa sarebbe composta da due “sotto-stringhe” la cui tensione massima è limitata ai 1500 V, vedi Figura 2.4.



**Figura 2.4:** Soluzione 3, Sistema con connessione mediana, tensione  $<1500V$  nelle due porzioni di stringa.  $V_{ocmax}=50V$ .

Questa soluzione ha impatto sui seguenti componenti:

- Cavi solari;
- Diodi di bypass;
- Cavi non solari d.c.;
- Pre-parallel box;
- String-box (comprese le protezioni contenute);
- Inverter.

Inoltre questa soluzione non prevede l'utilizzo di componenti aggiuntivi, rispetto alle soluzioni attuali.

Riguardo i componenti del lato d.c. dell'impianto fotovoltaico, essi sono stati approfonditi nel capitolo 3.

### 2.4 Altre tecnologie MVDC

Parallelamente allo studio delle possibili soluzioni tecnologiche, sono state indagate altre applicazioni tecnologiche simili a quella di studio. In particolare sono state ricercate tutte le eventuali tecnologie che abbiano almeno una parte di impianto in media tensione d.c., con lo scopo di individuare eventuali aspetti in comune da estendere al presente lavoro.

Sono state identificate le seguenti applicazioni:

- Trazione ferroviaria 3 kV d.c.
- Sistemi navali MVDC
- Sistemi di conversione HVDC
- Reti MVDC

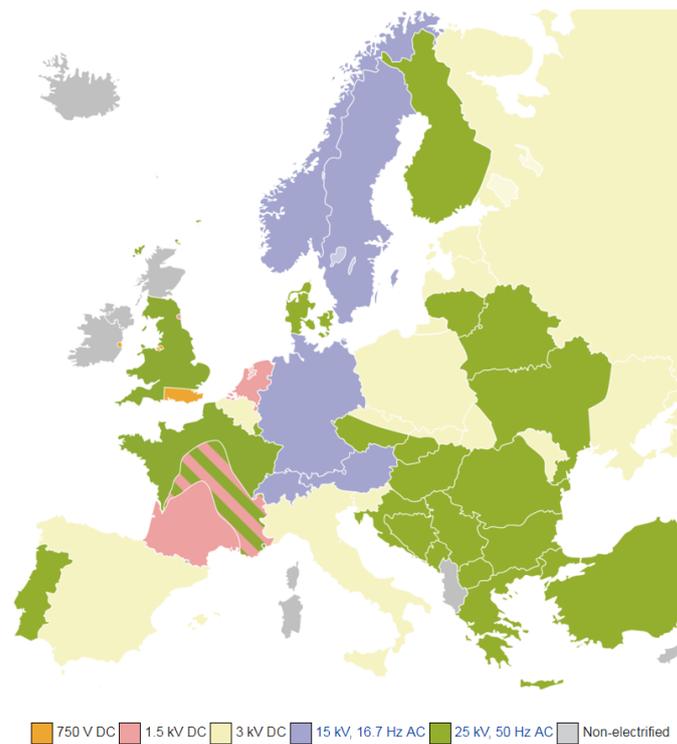
Di seguito una breve descrizione di ognuna.

#### 2.4.1 Sistemi di Trazione Ferroviaria 3 kV d.c.

Esistono diverse tipologie di sistemi per la trazione ferroviaria, brevemente:

- Reti monofase a frequenza ferroviaria (15 kV, 16 2/3 Hz);
- Reti a corrente alternata monofase (11 kV, 25 Hz);
- Reti in corrente continua a 1.5 kV;
- Reti in corrente continua a 3 kV;
- Reti monofase a frequenza industriale (25 kV 50 Hz) per alta velocità.

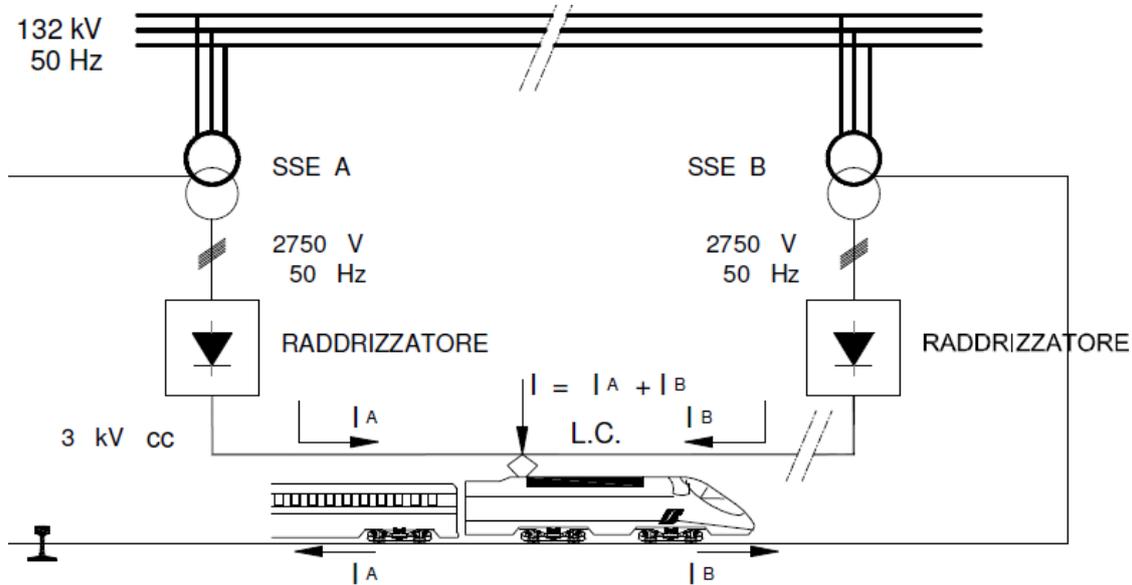
In Italia la maggioranza del sistema è basato su reti 3 kV d.c., vi è poi una parte 25 kV 50 Hz per le nuove linee ad alta velocità nelle tratte Torino-Milano, Milano-Bologna-Firenze-Roma – Napoli. Una breve panoramica dell'adozione delle varie tecnologie è mostrata in Figura 2.5.



**Figura 2.5:** Tipologie di sistemi di elettrificazione ferroviaria a livello europeo. *Fonte: wikipedia.org.*

La trazione elettrica ferroviaria è ad oggi il sistema tecnologicamente più evoluto nell'ambito ferroviario. Le ragioni della sua affermazione risiedono nella elevata affidabilità dei componenti, alla economicità di esercizio ed un minore inquinamento ambientale rispetto al trasporto aeronautico.

Rivolgendo l'attenzione ai sistemi a 3 kV d.c., il moto del treno è dovuto alla elettromotrice, all'interno della quale sono contenuti diversi motori d.c. I vari tipi di collegamento (serie, parallelo, serie-parallelo, super-parallelo) dipendono dai vari modelli. La trasmissione dell'energia avviene per mezzo di una linea aerea 3 kV d.c. alla quale la motrice si collega per mezzo di un pantografo. La richiusura del circuito elettrico può avvenire in diverse modalità, una delle più usate è il circuito di ritorno per mezzo di rotaie, pertanto le rotaie hanno la stessa funzione dei conduttori di alimentazione, vedi Figura 2.6.



**Figura 2.6:** Sistemi di elettrificazione ferroviaria a livello europeo

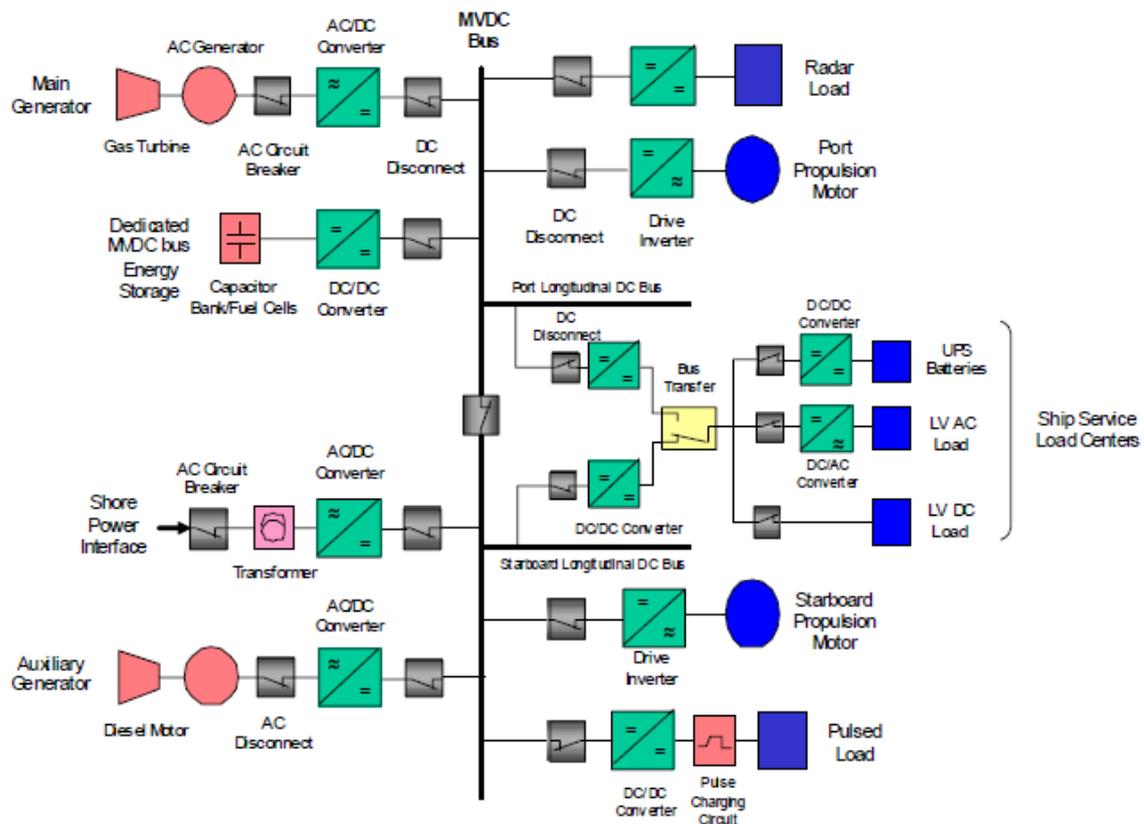
*Fonte: Corso di trazione elettrica – Università degli studi di Pavia.*

Si evince quindi una grande differenza tra i sistemi ferroviari in d.c. e i sistemi fotovoltaici. Nei primi l'alimentazione avviene per mezzo di linee aeree, nei secondi l'alimentazione è data dai moduli PV e le linee sono tutte in cavo isolate. Nella trazione vi sono molte parti in movimento che causano forti oscillazioni e vibrazioni, al contrario i sistemi fotovoltaici non hanno parti in movimento se non in caso di sistemi ad inseguimento solare. Inoltre anche le potenze in gioco, tra una stringa PV ed un'elettromotrice sono differenti di diversi ordini di grandezza, un array PV può produrre una potenza dell'ordine dei 10 kW, una singola locomotiva elettrica ha una potenza di diversi MW, ad esempio la locomotiva Fs. E.464 possiede una potenza pari a 3,5 MW.

#### 2.4.2 Sistemi navali MVDC

All'interno delle navi di grandi dimensioni la distribuzione dell'energia elettrica avviene solitamente in media tensione a.c. Sono di recente studio delle nuove soluzioni che prevedono la distribuzione in media tensione d.c. In Italia, Fincantieri in collaborazione con le Università di Trieste, Udine e il Politecnico di Milano, ha realizzato un progetto di ricerca chiamato MVDC Large Ship [11],[12]. Inoltre anche il mondo accademico ha condotto diversi studi riguardanti soluzioni navali MVDC, [13], [14], [15]. Purtroppo nello studio italiano, si è evidenziato un problema di tipo normativo e componentistico. Un problema analogo riguardante i sistemi in studio è stato identificato e discusso nel capitolo 3.

Nel 2010 l'IEEE ha scritto una prima guida riguardante queste applicazioni [16], in Figura 2.7 vi è uno schema di principio di un sistema MVDC navale. Si evidenzia come ad oggi non esistono navi che adottato questo tipo di sistema.



**Figura 2.7:** Schema di principio della distribuzione MVDC per applicazioni navali.

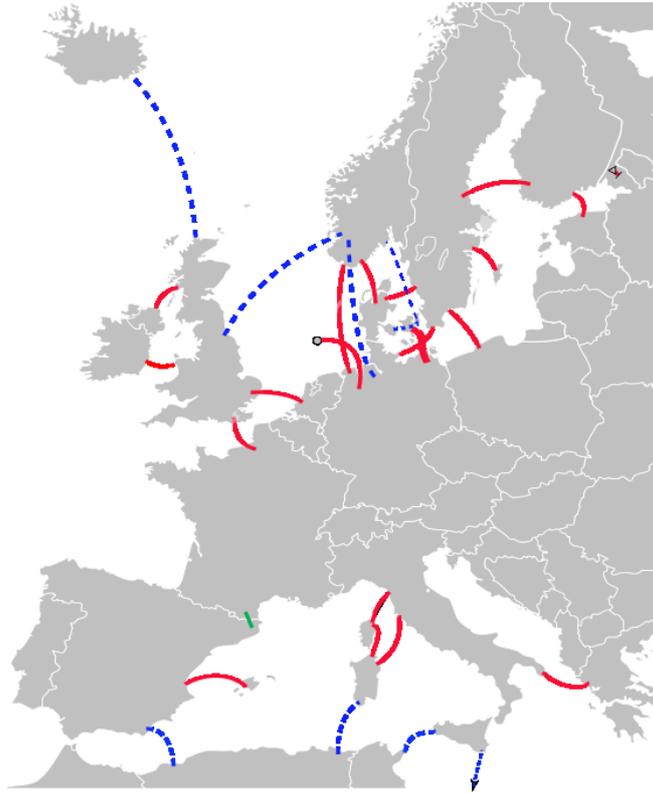
Fonte: [27]

### 2.4.3 Impianti di conversione HVDC

Questa tipologia di impianti rientra nei sistemi di trasmissione dell'energia in corrente continua, questo tipo di impianti è di recente adozione. Infatti è noto che la quasi totalità della trasmissione dell'energia avviene tramite sistemi trifase e monofase in corrente alternata. Questa tipologia di trasmissione dell'energia possiede: perdite maggiori, effetto pelle, ed un conduttore in più rispetto alla trasmissione d.c. Quest'ultima risulta quindi vincente nelle lunghe distanze, soprattutto per le linee lunghe in cavo dove le perdite reattive dopo una certa lunghezza diventano eccessivamente gravose. L'adozione di questi sistemi è stata crescente negli ultimi anni, principalmente in Cina e negli USA. Anche in Europa vi sono alcuni impianti di questo tipo, una mappa è mostrata in Figura 2.8.

Questo tipo di rete di trasmissione è comunque collegata alla rete a.c., sono quindi necessari degli impianti di conversione AC/DC. I convertitori utilizzati sono sempre dei convertitori multilivello poiché la tensione d.c. raggiunge anche il valore di 1 MV.

Questo tipo di impianti è profondamente diverso dai sistemi fotovoltaici, i valori delle grandezze elettriche in gioco sono incomparabili, si ricorda che la tensione di una stringa PV è pari a 1500 V. Un esempio di stazione di conversione HVDC è mostrato in Figura 2.9.



**Figura 2.8:** Mappa delle linee HVDC in Europa, in rosso gli impianti esistenti, in blu gli impianti in costruzione.

*Fonte: wikipedia.org*



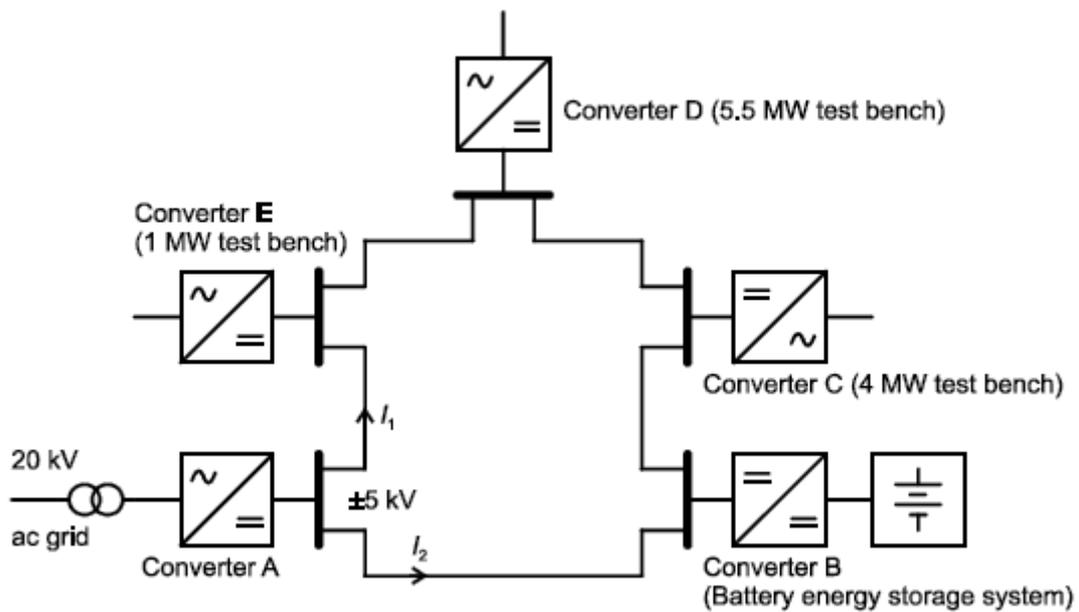
**Figura 2.9:** Stazione di conversione HVDC di Latina (IT).

*Fonte: abb.com*

#### 2.4.4 Reti MVDC

Negli ultimi anni sono stati compiuti diversi studi scientifici riguardanti le potenzialità di questo tipo di reti [17],[18]. Attualmente sono in studio le soluzioni tecniche riguardanti la conversione dell'energia [19],[20],[21] e la stabilità della rete [22]. Uno studio molto avanzato del RWTH Aachen University [23] riguardante la progettazione del sistema di distribuzione elettrica del campus universitario tramite MVDC ha evidenziato i vantaggi e gli svantaggi di questo tipo di soluzione.

Purtroppo ad oggi non esistono reti di questo tipo in larga scala se non alcuni progetti sperimentali.



**Figura 2.10:** Schema unifilare di un rete ad anello MVDC

Fonte: [20]

L'analisi delle soluzioni citate è stata molto importante ed ha messo in luce uno degli aspetti fondamentali riguardanti la normativa, che è stato approfondito nel terzo capitolo. Purtroppo ad oggi non esistono soluzioni MVDC simili agli impianti fotovoltaici da cui trarre spunto per la progettazione.

### 3 Ambito normativo e componentistica

Lo studio dell'ambito normativo è il passo successivo alla identificazione delle soluzioni tecnologiche. Questo step è fondamentale per capire le normative coinvolte, considerando la novità tecnologica del progetto. È stata effettuata un'analisi approfondita degli standard internazionali, con lo scopo di identificare i nuovi riferimenti normativi da utilizzare relativamente alla progettazione di impianti fotovoltaici con tensione di sistema >1500 V.

Sono state studiate le attuali specifiche tecniche, con le quali EGP definisce i requisiti minimi per la progettazione dei suoi impianti ed è stato possibile identificare le principali differenze che deriverebbero da questa scelta progettuale.

In prima analisi è necessario evidenziare le lacune presenti in questo ambito normativo, essendo il progetto tecnologico di nuovissima concezione senza precedenti a livello internazionale. Quindi una collaborazione con gli enti normatori (CEI e IEC) sarà necessaria e vitale per poter avere degli standard di riferimento che riguardino tutti i componenti dell'impianto coinvolti, al fine di poter costruire gli impianti nel pieno rispetto delle norme.

Il primo passo effettuato è stato quello di confrontarsi con realtà dove già si utilizzando questi livelli di tensione in DC e sono stati individuati i seguenti contesti con soluzioni MVDC:

- Applicazioni tranviarie 3 kV d.c.;
- Applicazioni navali MVDC;
- Applicazioni di conversione HVDC.

Ognuna delle applicazioni elencate possiede un proprio ambito normativo, non utilizzabile per gli impianti in studio, poiché espressamente redatte per gli ambiti specifici escludendo altre applicazioni. La soluzione tecnologica più vicina corrisponde alle quella degli impianti tranviari a 3 kV d.c., dunque è stata condotta un'analisi dei componenti di questi impianti per capire se e come possano essere utilizzati negli impianti fotovoltaici.

Concentrando l'attenzione sulla parte d.c. dell'impianto, dai pannelli agli inverter, il processo di studio della normativa è stato condotto in quattro step. Il primo passo ha riguardato l'analisi degli aspetti normativi dal punto di vista impiantistico globale. Successivamente è stato condotto uno studio della normativa dei singoli componenti elettrici e dell'impianto di terra. Infine è stato dedicato un capitolo riguardante le condizioni di sicurezza sugli impianti elettrici.

Di seguito vi è un elenco delle principali norme di riferimento per gli impianti fotovoltaici divise per categoria:

▪ **Progettazione fotovoltaica, Impianti elettrici e fotovoltaici:**

*IEC 61936-2 - Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5 kV d.c.: d.c.;*

*IEC CEI EN 61936-1 - Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5 kV d.c.: a.c.;*

*CEI 82-25 - Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;*

*IEC 62446 - Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;*

*IEC 60364 - Low-voltage electrical installations;*

*CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;*

*CEI EN 50522, Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a;*

*IEC 60947-3 - Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units;*

▪ **Moduli fotovoltaici:**

*CEI EN 61730-1 - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;*

*CEI EN 61730-2 - Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove;*

*CEI EN 61215 - Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri Qualifica del progetto e omologazione del tipo;*

*IEC 60904 SER - Photovoltaic devices, Series;*

*CEI EN 61140 - Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;*

*CEI EN 50380 - Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;*

*UL1703 - Standard for flate-plate Photovoltaic Modules and panels;*

*IEC 61853-1:2011 - Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating;*

*IEC TS 62804-1 - Photovoltaic (PV) modules: Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon;*

*IEC 62716:2013 - Photovoltaic (PV) modules - Ammonia corrosion testing;*

*IEC 61701:2011 - Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules;*

*IEC 60068-2-68:1996 - Environmental testing. Part 2: tests. Test 1: dust and sand;*

*IEC 62759-1 - PV modules transportation testing;*

*CE declaration of conformity;*

*ISO 9001 – 2015 - Quality management systems – Requirement;*

*ISO 14001 – 2015 - Environmental management;*

▪ **Altri componenti degli impianti fotovoltaici**

*IEC 62790 - Junction boxes for PV modules;*

*IEC 62852 - Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests;*

*CEI EN 62093 - Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;*

*CEI EN 50530 - Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;*

*CEI EN 50618 - Cavi elettrici per impianti fotovoltaici;*

*IEC 61439-1: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies- Part 1: general requirements;*

*IEC 61439-2: Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies;*

*IEC 60947-3 - Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units;*

*CEI EN 60529 - Gradi di protezione degli involucri (Codice IP);*

*CEI EN 62305 - Protezione contro i fulmini, serie;*

### **3.1 Studio della normativa riguardante l'impianto**

La prima parte dello studio normativo è stata condotta con lo scopo di capire quali differenze dal punto di vista impiantistico ci sono tra gli impianti con lato d.c. in bassa ed in media tensione, soprattutto in un'ottica di stima dei costi dell'impianto.

Un impianto con una tensione di sistema inferiore ai 1500 V segue la norma *CEI 64-8 – Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*, e la sua equivalente a livello internazionale "*IEC 60364 - Low-voltage electrical installations*". Entrambe queste norme non sono più applicabili per gli impianti in studio.

Lo standard internazionale da prendere come riferimento per gli impianti in media tensione è la *IEC 61936-2 – "Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5kV d.c."*. Pertanto è stato effettuato uno studio molto approfondito del documento, i cui risultati principali sono riportati di seguito.

Riguardo la normativa italiana, la norma di riferimento dedicata agli impianti fotovoltaici è la *CEI 82-25*. Anche questa norma è stata approfondita per verificare eventuali incompatibilità con gli impianti in studio.

- ***IEC 61936-2 - Power installations exceeding 1 kV a.c. and 1,5kV d.c.***

La norma *IEC 61936-2* è relativamente recente, infatti è stata pubblicata nel 2015 e la stability date<sup>1)</sup> è fissata per il 2018. L'obiettivo della norma in questione è quello di fornire le prescrizioni comuni per la progettazione e costruzione di impianti elettrici con tensione nominale superiore a 1,5 kV d.c.

La norma distingue gli impianti elettrici in due tipologie: "impianti di tipo aperto" e "impianti di tipo chiuso", (cfr. definizioni *art.3 IEC CEI EN 61936-1*). Gli impianti di tipo aperto possiedono componenti elettrici senza protezione contro i contatti diretti, mentre gli impianti di tipo chiuso possiedono questo tipo di protezione. Per protezione contro i contatti diretti si intendono tutte quelle soluzioni atte ad impedire il contatto diretto di una parte del corpo con parti del sistema in tensione, la definizione è contenuta nell'*art.3*, mentre le tipologie di misure di protezione sono contenute all'*art.8.2.1*.

Essendo noto che i componenti dell'impianto d.c. (pannelli, cavi, pre-parallel box, string-box, inverter) devono essere certificati per la classe di isolamento II (*CEI EN 61140 art.7.3*) con un grado di protezione minimo IP2X *art.8.2.2.2 Protezione all'interno di aree elettriche chiuse*, si può affermare che l'impianto fotovoltaico (per la parte DC) è un impianto di tipo chiuso.

Per gli impianti di tipo chiuso la norma non prevede alcun provvedimento particolare (es. recinzioni supplementari o minime distanze di sicurezza) a differenza degli impianti di tipo aperto, vedi *IEC 61936-2 art.7.2*.

Vi è la diretta conseguenza che riguardo questo aspetto non vi è alcuna differenza con gli impianti con tensione di sistema <1500 V.

La norma cita anche altri aspetti il cui contenuto riguarda solo aspetti generici che sono insufficienti per la progettazione, ad esempio riguardo l'impianto di terra non specifica le sezioni minime dei conduttori di messa a terra da rispettare, la forma e le dimensioni dei dispersori, la guida sull'installazione di quest'ultimi, (vedi *Impianti di terra art.10*).

1) Stability Date: Solo successivamente a questa data la norma può essere modificata, approvata o ritirata.

Riguardo ai restanti articoli della norma, *impianti art.7, prescrizioni fondamentali art.4, isolamento art.5, misure di sicurezza art.8, l'art.9 i sistemi di protezione e di controllo e ausiliari, Ispezioni e prove art.11, Manuale di esercizio e manutenzione art.12*; non richiedono modifiche di layout di impianto o altre disposizioni aggiuntive rispetto ai sistemi attuali.

- ***CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione***

La Guida presente è uno dei riferimenti più importanti per la progettazione di impianti fotovoltaici. Essa infatti include delle prescrizioni sul generatore fotovoltaico ed il suo dimensionamento, contiene le caratteristiche generali dell'inverter e le indicazioni per la sua scelta, e comprende anche le prescrizioni per cavi, organi di manovra, protezioni, elementi specifici per impianti ad inseguimento o a concentrazione solare. Essa non si applica agli impianti isolati dalla rete elettrica del distributore, né agli impianti di produzione trasportabili. La Guida non tratta aspetti specifici dell'integrazione architettonica degli impianti fotovoltaici.

Si evidenzia come la Guida in generale non preclude l'utilizzo di impianti con tensione di sistema maggiore ai 1500 V e non da vincoli di layout specifici.

È possibile quindi affermare che questa guida è comunque valida poiché *l'art.2 Campo di applicazione*, non cita la tensione nominale del lato d.c. dell'impianto.

### ***3.2 Studio della normativa riguardante i componenti***

Lo studio della normativa riguardante i componenti è doverosa, poiché anche essi sono classificati a seconda della loro tensione nominale e della tensione di sistema che possono sopportare. Dal punto di vista generale, lo scopo di questa analisi è stato quello di individuare, componente per componente, eventuali limiti di applicabilità delle norme attuali, rispetto il valore della tensione di sistema. Esistono diversi standard internazionali, per i quali i componenti sono certificati, che non esplicitano nessun riferimento alla tensione di sistema, in quanto si riferiscono ai requisiti di qualità del prodotto. Pertanto questi standard sono da ritenersi validi anche per l'applicazione in studio. Per il resto della normativa, questa parte dello studio è stata difficoltosa poiché non esiste, di fatto, una vera normativa di riferimento per i componenti elettrici media tensione d.c.

Di seguito si riporta un'analisi dettagliata dei singoli componenti e delle relative normative.

#### ***3.2.1 Pannelli fotovoltaici***

I pannelli fotovoltaici sono l'elemento di partenza per la realizzazione dell'impianto, e l'analisi della normativa a loro riferita è dunque fondamentale.

Lo studio della normativa è interessante solo per le soluzioni tecnologiche 1 e 3. Mentre per la soluzione tecnologica 2 che prevede un DC/DC Boost Converter, non vi è alcun cambiamento poiché la tensione di sistema delle stringhe rimane inferiore ai 1500 V.

Di seguito è riportata l'analisi delle normative principali.

- ***CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo***

Questa norma è fondamentale, poiché fornisce i requisiti per la qualifica del progetto e l'approvazione di tipo di moduli fotovoltaici per uso terrestre destinati ad essere utilizzati per servizi di lunga durata in climi all'aria aperta, secondo la definizione della *IEC 60721-2-1*. Tutti i moduli fotovoltaici prodotti dalle case costruttrici devono seguire la norma discussa.

La massima tensione di esercizio di sistema per la quale il modulo è adatto è uno dei parametri fondamentali e deve essere inserito nella marcatura del pannello, *art.4 Marcatura*.

L'*art. 5 Prove* possiede le specifiche e la sequenza delle prove di qualificazione da eseguire sui moduli. Nel documento normativo vengono riportati il diagramma di flusso delle prove di qualificazione e una tabella contenente l'elenco delle prove da eseguire.

Particolare attenzione deve essere rivolta alla prova di isolamento che è dettagliatamente descritta nell'*art.10.3*, essa ha l'obiettivo di verificare l'isolamento tra le parti del modulo e l'esterno. La prova prevede l'applicazione di una tensione pari al doppio della massima tensione di sistema, più una tensione massima di 1000 V. Sono infine indicati i criteri per il superamento della prova, per i moduli con area superiore a 0,1 m<sup>2</sup>, la cui resistenza di isolamento misurata non deve essere inferiore a 40 MΩ\*m<sup>2</sup>.

Dal precedente articolo si evince che la norma non vieta il superamento dei 1500 V e non necessita di alcuna modifica.

Questa prova è una delle più importanti per la sicurezza elettrica ed in generale per la certificazione del modulo.

Tutte le altre prove, non riguardano la tensione massima di sistema, per questo motivo la norma risulta ancora applicabile per i moduli che si trovino a lavorare con tensione di sistema oltre i 1500 V.

- ***UL1703: Standard for flate-plate Photovoltaic Modules and panels***

Questa norma è uno standard dei laboratori americani UL, essa comprende i requisiti per i moduli fotovoltaici e pannelli piatti per installazioni su edifici o su altro tipo di strutture in accordo con il National Electrical Code, NFPA 70, e Model Building Codes.

All'interno dell'*art.1 Scope*, è espressamente citato che questi requisiti coprono i moduli e pannelli che sono destinati ad essere utilizzati con una tensione massima di sistema di 1500 V od inferiore. Quindi la norma di fatto preclude l'aumento della tensione massima di sistema. Una futura revisione della norma, nell'ottica dello studio in questione, potrebbe ampliare il range di tensione massima di sistema.

- ***CEI EN 61730-1: Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione***

La norma fornisce le prescrizioni fondamentali per la costruzione di moduli fotovoltaici (FV) al fine di consentire un funzionamento elettrico e meccanico sicuro durante la loro durata di vita prevista. Le prove sono indicate nella *CEI EN 61730-2*.

La norma all'*art.3 Classi di applicazione* definisce tre classi per i moduli fotovoltaici in base alla loro destinazione di utilizzo, di seguito riportate. I moduli che rientrano negli impianti in studio sono di classe A, poiché sono usati in sistemi con tensione maggiore di 120 d.c. e devono soddisfare la classe di sicurezza II, le specifiche per la suddetta classe sono contenute nello standard *IEC 61140*.

Non essendo citata la tensione massima di sistema, la norma resta valida e applicabile.

Inoltre la norma cita anche i componenti accessori dei moduli, ovvero i connettori e le scatole di giunzione. I componenti sopracitati possiedono delle normative specifiche, rispettivamente *EN 50521 ed EN 50548* che sono state approfondite di seguito.

Riguardo gli altri articoli coinvolti, la massima tensione di sistema non è mai citata, quindi non vi è alcuna limitazione al superamento dei 1500 V. Connettori e scatole di giunzione sono stati studiati separatamente e si rimanda ai paragrafi successivi.

Essendo la norma in questione accoppiata alla *CEI EN 61730-2*, è opportuno lo studio di quest'ultima, riportato di seguito.

- ***CEI EN 61730-2 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove***

La presente norma va usata congiuntamente alla norma *IEC 61215*, anche se vi sono prove supplementari e prove modificate rispetto a quest'ultima. Si ricorda che entrambe le normative devono essere rispettate. Un elenco delle prove è mostrato nelle tabelle 1,2,3,4,5,6 della norma. I moduli di classe A, devono essere sottoposti a tutti i test come mostrato nella tabella 7. L'ordine delle prove è inserito *all'art.8 Prove* fig.1 della norma.

Di seguito sono riportati gli articoli che coinvolgono la tensione massima di sistema.

#### *10.5 Prova di tensione a impulso MST 14*

Il cui scopo è verificare la resistenza dei moduli alle sovratensioni dovute ad impulsi atmosferici. All'interno dell'articolo, la tabella 8 possiede i valori di prova della tensione di impulso in rapporto alla massima tensione di sistema, la quale è fissata come valore superiore a 1000 V. Quindi non essendoci un valore di riferimento per i moduli con tensione superiore a 1500 V una futura revisione della norma potrebbe includerli.

#### *10.6 Prova di resistenza dielettrica MST 16*

La prova è identica a quella indicata all'*art.10.3* della *IEC 61215*, non vi è limite alla tensione massima di sistema.

#### *11.1 Prova di scarica parziale MST 15*

La tensione massima di sistema è citata ma non il suo limite superiore, pertanto anche in questo caso la prova è applicabile.

#### *3.2.2 Connettori e scatole di giunzione*

- ***Connettori***

I connettori effettuano i collegamenti tra i moduli fotovoltaici per la realizzazione della stringa e per i collegamenti alle pre-parallel box o string-box. Recentemente sono state pubblicate delle norme specifiche per questi componenti, di seguito elencate.

Elenco delle norme riguardanti i connettori per applicazioni fotovoltaiche:

*CEI EN 50521 - Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;*

*UL 6703 - Standard for Connectors for Use in Photovoltaic Systems;*

*IEC 62852 - Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests;*

Le norme *CEI EN 50521* e *IEC 62852* sono applicabili ai connettori per moduli di classe A per l'utilizzo in impianti fotovoltaici aventi tensioni nominali fino a 1500 V d.c. e correnti fino a 125 A per ciascun contatto. Quindi sarà opportuna una revisione di queste norme per includere tensioni nominali più elevate.



**Figura 3.1:** PV connectors.

La norma *UL 6703* si applica a diverse tipologie di connettori, indicate nell'*art.1*. Anche in questo caso lo standard è applicabile per connettori per utilizzo in impianti fotovoltaici aventi tensioni nominali fino a 2000 V d.c. Valgono quindi considerazioni analoghe a quelle riferite alla precedente norma, con l'unica differenza che questi cavi possono essere usati fino a 2000 V d.c. Un esempio di connettore per applicazioni fotovoltaiche è mostrato in Figura 3.1.

- ***Junction Box***

Le scatole di giunzione sono posizionate sul retro di ogni modulo, all'interno sono presenti i terminali elettrici. Quest'ultimi sono riportati esternamente tramite i cavi e i connettori ad innesto rapido, che permettono il collegamento serie per la realizzazione della stringa. Inoltre all'interno delle junction box sono solitamente presenti i diodi di bypass per ovviare il fenomeno di hot-spot. La Figura 3.2 mostra una junction box, posizionata sul retro di un modulo.

Elenco delle norme per le scatole di giunzione:

*CEI EN 50548 - Scatole di giunzione per moduli fotovoltaici;*

*IEC 62790 - Junction boxes for photovoltaic modules - Safety requirements and tests;*

*UL 3730 - Standard for Photovoltaic Junction Boxes;*

Le norme *CEI EN 50548* e *IEC 62790* si applicano a moduli fotovoltaici fino ad una tensione di 1500 V d.c. ed aventi classe di applicazione A, come per i connettori sarà necessaria una revisione delle norme in questione.



**Figura 3.2:** Junction box.

### 3.2.3 Cavi

I cavi elettrici sono l'elemento indispensabile per la trasmissione dell'energia dai moduli alla rete. Riguardo i cavi per applicazioni fotovoltaiche è opportuno fare la seguente distinzione:

- Cavi solari, che collegano tra loro i moduli e la stringa alla string-box, pre-parallel box, o direttamente all'inverter;
- Cavi non solari, che sono utilizzati a valle delle string-box.

È comunque possibile utilizzare cavi solari anche per il collegamento tra la string-box e l'inverter, vedi: *art.6.1.2 CEI 82-25*.

Entrambe le tipologie di cavo appartengono alla categoria dei cavi unipolari con classe di isolamento II. I cavi solari hanno dei requisiti particolari, riguardanti la resistenza alle condizioni ambientali, specificati nelle norme.

Norme principali riguardanti i cavi solari:

*UL 4703 - Standard for Photovoltaic Wire;*

*CEI EN 50618 - Cavi elettrici per impianti fotovoltaici;*

*IEC 60228 - Conductors of insulated cables;*

Altre norme riguardanti i cavi:

*IEC EN 60332 - Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions - Part 1-1: Test for vertical flame propagation for a single insulated wire or cable – Apparatus;*

*IEC 61034-2 - Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions - Part 2: Test procedure and requirements;*

*EN 50305 - Railway applications. Railway rolling stock cables having special fire performance. Test methods;*

*IEC 60811 - Electric and optical fibre cables - Test methods for non-metallic materials;*

*EN 50396 - Non electrical test methods for low voltage energy cables;*

*IEC 60502-1 - Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - Part 1: Cables for rated voltages of 1 kV (Um = 1,2 kV) and 3 kV (Um = 3,6 kV);*

*IEC 60332-1-2 - Tests on electric and optical fibre cables under fire conditions - Part 1-2: Test for vertical flame propagation for a single insulated wire or cable - Procedure for 1 kW pre-mixed flame;*

*IEC 60754 - Test on gases evolved during combustion of materials from cables - Part 1: Determination of the halogen acid gas content;*

*IEC 61034 - Measurement of smoke density of cables burning under defined conditions;*

*IEC 60216 - Electrical insulating materials;*

Analogamente agli altri componenti vi sono delle limitazioni alla tensione nominale. Di seguito una breve analisi delle norme principali, riguardo le altre norme sono tutte applicabili eccetto la EN 50396.

- ***CEI EN 50618 - Cavi elettrici per impianti fotovoltaici***

Questa norma si applica a cavi elettrici unipolari per l'uso in corrente continua lato sistemi fotovoltaici, con tensione nominale in corrente continua pari a 1,5 kV tra i conduttori e tra conduttore e terra. I cavi sono adatti per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

I cavi solari sono progettati per funzionare ad una temperatura normale massima del conduttore di 90° C, ma per un massimo di 20.000 ore ad una temperatura max. del conduttore di 120° C e ad una temperatura max. ambiente di 90° C; secondo quanto riportato dal sommario della norma sopracitata. Inoltre la detta norma possiede delle prescrizioni molto importanti:

*art.5 Requisiti per la costruzione dei cavi*

*art.5.1 Conduttori*

*art.5.2 Isolamento*

*art.5.3 Guaina*

*art.7 Requisiti per cavi completi*

*art.7.1 generalità*

*art.7.2 Prove elettriche*

*art.7.3 Prove non elettriche*

L'importanza della norma e delle sue prescrizioni rende necessaria una estensione per cavi con tensione nominale superiore ai 1500 V d.c. La tensione massima a cui possono essere sottoposti i cavi è pari a 1,8 kV, come specificato nell'annex A.

Lo standard *UL 4703* prevede una tensione nominale di 2000 V. Anche in questo caso una futura revisione delle norme potrebbe estendere il limite della tensione nominale.

Nell'ottica dell'utilizzo di cavi con tensione nominale oltre i 1500 V, le seguenti norme potrebbero essere utili:

*IEC 60502-1 - Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - Part 1: Cables for rated voltages of 1 kV (Um = 1,2 kV) and 3 kV (Um = 3,6 kV)*

*CEI 20-13 - Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;*

*CEI 20-14 - Cavi isolati con polivinilcloruro di qualità R2 con grado d'isolamento superiore a 3 (per sistemi elettrici con tensione nominale da 1 a 20 kV);*

CEI 20-89 - Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori in MT (da 1kV a 30 kV);

La norma internazionale IEC 60502-1 contiene tutte le prescrizioni per i cavi nel range delle tensioni di interesse, potrebbe essere usata come base di partenza per l'eventuale estensione della norma CEI EN 50618. Inoltre questa norma è il riferimento per i cavi non solari. Inoltre si prevede che la produzione di questo tipo di cavi non sarà molto problematica, in virtù di una esperienza pluriennale di molte aziende nella produzione di cavi per la trazione ferroviaria con tensione nominale pari a 3 kV. Quest'ultima tipologia di cavi possiede una normativa specifica di riferimento:

CEI EN 50382-1 - Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Cavi per materiale rotabile per alte temperature aventi speciali caratteristiche di comportamento al fuoco;

Si nota come i cavi solari e i cavi con isolamento per la trazione ferroviaria non sono molto dissimili, entrambe le tipologie devono avere un grado di resistenza ai raggi UV elevato, essere resistenti alle condizioni climatiche esterne, essere resistenti al fuoco e non essere causa primaria di incendi. I dettagli sono mostrati nella Figura 3.3 e nella Figura 3.4.

Parametri elettrici	
Tensione massima in c.a. (Um)	1200 V
Tensione massima in c.c. (Vm)	1800 V anche verso terra
Tensione di prova	6,5 kV
Altre prove	Resistenza del conduttore, spark test, prova di tensione sui cavi finiti, resistenza superficiale della guaina, resistenza d'isolamento a 20 °C e 90 °C, stabilità in corrente continua CEI EN 50305 parte 6.7
Parametri termici	
Temperatura ambiente	Min. -40 °C; max. +90 °C
Max temperatura del conduttore	+120 °C (in condizioni di sovraccarico)
Temperatura di cortocircuito	+250 °C (sul conduttore, max. 5 sec.)
Resistenza freddo	Prove di piegatura e allungamento a -40 °C, secondo EN 60811-1-4 Resistenza all'impatto a -25 °C secondo EN 60811-1-4
Verifica comportamento a lungo termine	(+120 °C 20000 h) EN 60216-1/EN 60216-2
Parametri meccanici	
Sforzo di trazione durante la posa	50 N/mm <sup>2</sup> max
Sforzo di trazione in esercizio	15 N/mm <sup>2</sup> max
Raggio di curvatura minimo	<- 8 mm posa fissa 3 x D, movimento libero 4 x D > 8 mm posa fissa 4 x D, movimento libero 6 x D
Parametri chimici	
Resistenza all'olio minerale	4 h, 100 °C prova secondo EN 60811-2-1
Resistenza agli agenti atmosferici	Resistenza ozono secondo EN 50396 art. 8.1.3. Resistenza UV, metodo secondo HD 605 par. 2.4.20. Assorbimento acqua (metodo gravimetrico) secondo EN 60811-1-3
Comportamento in caso di incendio	Non propagazione della fiamma, prova su singolo cavo secondo EN 60332-1-2. Basse emissioni di fumi secondo CEI EN 61034-2
Compatibilità ambientale	Corrosività secondo CEI EN 50267-2-2. Tossicità secondo CEI 20-37/4 In accordo alle norme sulla riciclabilità e lo smaltimento (in assenza di sostanze inquinanti ed alogene)

Figura 3.3: Cavi solari Prysmian p-Sun.

Fonte: Prysmian datasheet

### RG7H1R / Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi  $U_0/U \geq 6/10$  kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombi
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi  $U_0/U \geq 6/10$  kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: mescola a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso



### Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio  
RG7H1R:  $U_0/U$  1,8/3 ÷ 26/45 kV  
RG7H1OR:  $U_0/U$  1,8/3 ÷ 18/30 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

### Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/m sezione del rame

### Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabi trasformazione e le grandi utenze. Per posa in libera, in tubo o canale.

Ammessa la posa interrata anche non protetta conformemente all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

### Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C $\Omega/\text{Km}$	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz $\Omega/\text{km}$		Reattanza di fase $\Omega/\text{Km}$		Capacità a 50Hz $\mu\text{F}/\text{km}$
		a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	
1 x 10	1,83	2,34	2,34	0,13	0,19	0,19
1 x 16	1,15	1,47	1,47	0,12	0,18	0,23
1 x 25	0,727	0,927	0,927	0,12	0,18	0,27
1 x 35	0,524	0,669	0,668	0,11	0,17	0,30
1 x 50	0,387	0,494	0,494	0,11	0,16	0,34
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,10	0,16	0,40
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,098	0,16	0,45
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,095	0,15	0,50
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,092	0,15	0,55
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,089	0,15	0,60
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0974	0,086	0,14	0,68
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0781	0,084	0,14	0,75
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0628	0,083	0,14	0,83
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0492	0,081	0,14	0,88
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0392	0,079	0,14	0,92

Figura 3.4: Cavi per applicazioni ferroviarie: RG7H1R-1,8/3 kV ÷ 26/45 kV.

Fonte: La triveneta cavi datasheet

### 3.2.4 String-box

Le string-box rappresentano uno dei componenti specifici dei sistemi fotovoltaici, infatti esse permettono il parallelo di più stringhe. Questo compito è di importanza fondamentale per realizzare le connessioni di impianto, i conduttori in uscita dalle string-box vengono poi collegati al quadro di ingresso dell'inverter; sarebbe altresì impensabile ingegneristicamente collegare le singole stringhe direttamente all'inverter. All'interno sono presenti anche i componenti di protezione e sezionamento. In Figura 3.5 e Figura 3.6 è mostrato l'esterno e l'interno di una string-box.

*IEC 61439-1 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies- Part 1: general requirements;*

*IEC 61439-2 - Low-voltage switchgear and controlgear assemblies - Part 2: Power switchgear and controlgear assemblies;*

*EN 50178 - Electronic equipment for use in power installations;*

*IEC 61000-6-2 - Electromagnetic compatibility EMC;*

*IEC 60529 - Degrees of protection provided by enclosures (IP Code);*

*IEC 62208 - Empty enclosures for low-voltage switchgear and controlgear assemblies - General requirements;*

*IEC 60947-3 - Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units;*

*EN 50539-11 - Low-voltage surge protective devices. Surge protective devices for specific application including d.c. Requirements and tests for SPDs in photovoltaic application;*

Le string-box sono da considerarsi dei quadri elettrici BT secondo l'art.3.1.1 della normativa IEC 61439-1.

All'interno della norma ci sono tutte le prescrizioni riguardanti tutti gli aspetti realizzativi.

Esistono diverse tipologie di string-box, che si differenziano principalmente per la presenza, o assenza, di monitoraggio.

- Passive string-box: non hanno il monitoraggio, possiedono isolamento principale e protezione tramite fusibile.
- Active string-box: hanno il monitoraggio, possiedono isolamento principale e protezione tramite fusibile.

Il monitoraggio consente di verificare la corretta connessione della serie, lo stato dei fusibili, lo stato delle protezioni contro sovratensioni, l'eventuale apertura del sezionatore, l'eventuale mancanza di isolamento delle stringe rispetto a potenziale di terra, la temperatura interna del quadro e la corrente di ogni serie.

Le string-box attive devono seguire le seguenti normative supplementari:

*IEC 61643-21- Low voltage surge protective devices - Part 21: Surge protective devices connected to telecommunications and signaling networks - Performance requirements and testing methods;*

*IEC 61010-1- Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - Part 1: General requirements;*

*IEC 61010-2-030 - Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - Part 2-030: Particular requirements for equipment having testing or measuring circuits;*

*IEC 61326-1 - Electrical equipment for measurement, control and laboratory use – EMC requirements – Part 1: General requirements;*

*IEC 61643-11 - Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods;*

*IEC 61204-7 - Low-voltage switch mode power supplies - Part 7: Safety requirements;*

*IEC 61204-3 - Low-voltage switch mode power supplies - Part 3: Electromagnetic compatibility (EMC);*

Dall'analisi della normativa è risultato che la quasi totalità delle norme non è applicabile. Sarà quindi necessaria una profonda revisione delle norme.

È stata compiuta una attività di ricerca delle normative applicabili a string-box con tensione nominale superiore ai 1500 V d.c. La normativa di riferimento per i quadri di media tensione è la *IEC 62271- High-Voltage switchgear and controlgear - Series*. La serie purtroppo è riferita alla media tensione a.c., di fatto esiste un vuoto normativo che riguarda la media e alta tensione d.c. Il comitato tecnico IEC 17 (TC17) è incaricato di redigere la norma mancante, non ha ancora prodotto alcuna normativa utile alle applicazioni in studio, i lavori sono iniziati in data 11-08-2017. Inoltre nel 2017 è stata pubblicata una guida, destinata ai comitati tecnici, per la redazione di norme per i componenti con tensione nominale compresa tra 1,5 kV e 3 kV d.c, vedi *IEC TS 62993:2017*.

Dalla Figura 3.6 e Figura 3.7, si possono osservare i componenti principali delle string-box:

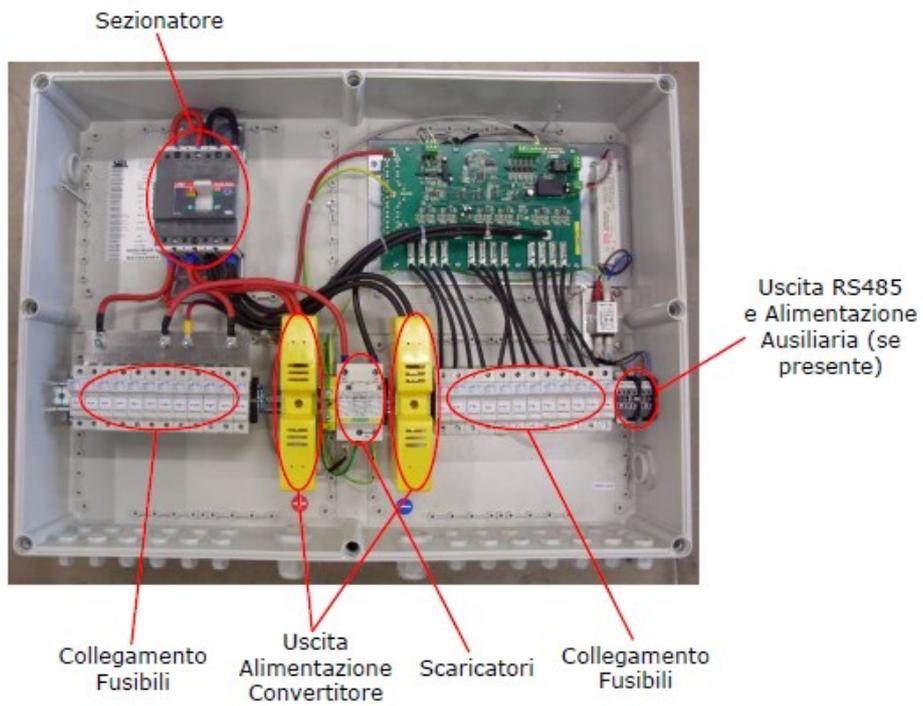
- Alimentazione ausiliaria 230 V a.c. e uscita RS485 (solo nelle string-box con monitoraggio).
- Fusibili e portafusibili.
- SPD.
- Sezionatore.
- Uscita alimentazione convertitore.

Di seguito vi è un'analisi dei componenti in ottica normativa.



**Figura 3.5:** Siel PV PV STRING BOX-XX vista esterna.

*Fonte: Siel datasheet*



**Figura 3.6:** Siel PV PV STRING BOX-XX vista interna.

*Fonte: Siel datasheet*

## Operation and Installation Manual

### PV STRING BOX-XX technical specifications

Description	
Maximum input current	12-16-20-24 x 10-20 A
Maximum input voltage ( Voc )	1000V <sub>dc</sub> (1500V <sub>dc</sub> )
Maximum output current	120A-400A
Cut-off voltage:	1000V ( 1500V )
Short-circuit intensity	120A- 400A
Input terminals connector	Screw-type
Protection class of the housing	IP54 IP66 with optional anti-condensation kit
Operating temperature	-25°C ... + 50°C
Relative humidity	4%÷100% condensing
Environment category	Non-conditioned outdoor
Use in humid ambient	Yes
Maximum altitude	2000 m a.s.l.
Pollution class	3

Protection devices	
Overvoltages between + and -	40kA varistors
Overvoltages between + and TT	40kA varistors
Overvoltages between - and TT	40kA varistors
Overload on the varistors between + and TT	Thermal disconnection of the discharger
Overload on the varistors between - and TT	Thermal disconnection of the discharger
Overvoltages on the varistors between + and -	Thermal disconnection of the discharger
Overvoltages in each series of lines +	16-20-25 A fuses, 1000 Vdc ( 1500Vdc )
Overvoltages in each series of lines -	16-20-25 A fuses, 1000 Vdc ( 1500Vdc )
General disconnecting switch	160-250-400A, 1100 Vdc ( 1500Vdc )

Auxiliary SPDT alarm relay	
Contact	1 normally closed voltage free exchange contact (alarm disabled)
Resistive rated load	10A - 250Vac
Electrical connection	5.08 mm step removable female connector
Resistance at contact	30 mOhm

**Figura 3.7:** Siel PV PV STRING BOX-XX.

*Fonte: Siel datasheet*

- **Fusibili**

Come da Figura 3.6, all'interno delle string-box vi sono dei fusibili, si noti che vi è un fusibile per ogni stringa. Essi sono destinati alla funzione di protezione dai guasti riguardanti le singole stringhe. Anche questi componenti devono essere considerati con tensione nominale superiore a 1500 V d.c.

La normativa per fusibili con tensione nominale inferiore a 1500 V d.c. è la seguente:

*IEC 60269 - Low-voltage fuses;*

IEC 60947-3 - Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units;

Anche queste norme non sono applicabili per gli impianti in studio. Per i fusibili, non esiste una norma generica per questi dispositivi con tensione nominale sopra i 1500 V d.c. Viceversa esiste una normativa per componenti generici a.c. e per componenti dedicati alle applicazioni ferroviarie, di seguito un breve elenco delle normative.

IEC 62271-105:2012 - High-voltage switchgear and controlgear - Part 105: Alternating current switch-fuse combinations for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV;

IEC 60077-5:2003 - Railway applications - Electric equipment for rolling stock - Part 5: Electrotechnical components;

CEI EN 50163 - Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Tensioni di alimentazione dei sistemi di trazione;

IEC 60282-1:2009+AMD1:2014 CSV - High-voltage fuses (AC);

Esistono in commercio fusibili per applicazioni ferroviarie 3 kV d.c., purtroppo hanno una loro normativa dedicata. Anche in questo caso sarà necessaria una revisione della normativa.

Il confronto tra i fusibili utilizzati nelle string-box e applicazioni ferroviarie evidenzia forti differenze dal punto di vista degli ingombri e del peso, vedi Figura 3.8, Figura 3.9 e Figura 3.10.

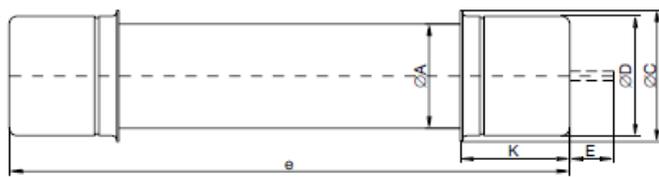
Fuse link type	Highest operating voltage $U_n$ [kV] DC	Rated current		Switching overvolt. $U_{TRV}$ [kV]	Rated breaking current $I_b$ [kA]	Weight [kg]	Resistance	
		acc PN-E-06172:1999 $I_n$ [A] DC	acc UIC-552 $I_n$ [A] DC				Min. [mΩ]	Max. [mΩ]
WBTGI-3/10		10	10				137.7	168.3
WBTGI-3/16	3.750	16	16	<12	31.5	0.65	69.3	84.7
WBTGI-3/20		20	20				45.1	55.3
WBTG-3/3-I	4	3	3	<12	40	0.13	569.7	696.3
WBTG-3/3		3	3				569.7	696.3
WBTG-3/4	4	3.5	4	<12	40	0.22	459	561
WBTG-3/6		6	6				300.6	367.4
WBTS-3/0.6		0.6	-	<12	40	0.08	42(Ω)	51.3(Ω)
WBTS-3/1	4	1	-	<12	40	0.08	1710	2090
WBT-1.5/3		3	-			0.5	234	316
WBT-1.5/15	1950	15	-	<6	50		26.2	38.2
WBT-1.5/40		40	-			1.25	11.3	15.3

WBTI-3, WBTG-3, WBTGI-3,  
WBTG-3/3-I, WBTS-3 and WBT-1.5  
fuse links for traction applications

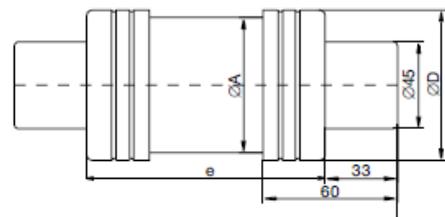
Fuse link type	Dimensions [mm]				
	OA	OD	OC	K	E
WBTI-3/3 to 20	55	62	66		256±
WBTI-3/25 to 50	70	78	84	50	20
WBTGI-3/10 to 20	38	45	50	33	256±
WBTG-3/3-I	18	23	-	25	-
WBTG-3/3 to 6	24	28	-	20	12
WBTS-3/0.6; 1	18	23	-	25	-
WBT-1.5/3;15	38	45	50	33	-
WBT-1.5/40	65	72	-	-	109±

Figura 3.8: Fusibili per applicazioni ferroviarie ABB, specifiche elettriche e meccaniche.

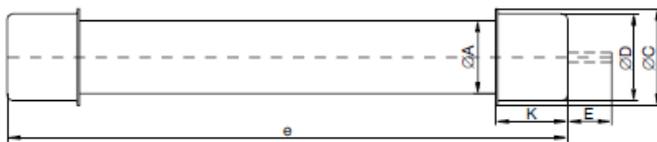
Fonte: ABB fuses datasheet



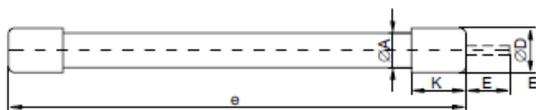
Type WBTI-3-3/... fuse links



Type WBT-1,5/40 fuse links



Type WBTGI-3/...; WBT-1,5/3 ... fuse links



Type WBTG-3/3-6,  
WBTG-3/3-I; WBTS-3/... fuse links

**Figura 3.9:** Fusibili per applicazioni ferroviarie ABB, viste orizzontali fusibili

Fonte: ABB fuses datasheet.



SERIE CH10 / SP 1500V c.c. gPV PER LA PROTEZIONE DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI  
CH10 / SP 1500V d.c. gPV SERIES FOR PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS

Grandezza Size	Codice Code	$I_n$ (A) $I_n$ (A)	$V_n$ (V) $V_n$ (V)	Potere di interruzione (kA) Breaking capacity (kA)	Potenza dissipata (W) Power dissipation (W)
CH10 / SP (10,3x85 mm)	1468502	2A	1500	30	2,72
	1468504	4A	1500	30	2,96
	1468506	6A	1500	30	3,20
	1468508	8A	1500	30	4,19
	1468510	10A	1500	30	4,20
	1468512	12A	1500	30	3,47
	1468516	16A	1500	30	3,65
	1468520	20A	1200	30	3,85
	1468525	25A	1200	30	5,00

**Figura 3.10:** Fusibili per string-box, caratteristiche elettriche.

Fonte: Italweber Solar datasheet

- **Interruttore di manovra-sezionatore**

Facenti parte della categoria dei sezionatori, essi asseriscono al compito del sezionamento con capacità di estinzione degli archi elettrici potendo anche interrompere correnti nominali.

Normativa di riferimento:

*IEC 60947-3 - Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units;*

Il riferimento è quindi la stessa norma non utilizzabile, inoltre come per i fusibili non esiste una normativa per applicazioni generiche.

Esistono sezionatori per applicazioni ferroviarie 3 kV d.c, però sono molto diversi da quelli per una string-box, poiché le correnti nominali dei primi variano tra 2600 A e 4000 A, inoltre sono progettati per resistere a urti e vibrazioni caratteristiche degli impianti ferroviari. L'adattabilità di questi componenti è sostanzialmente impossibile, poiché dal punto di vista costruttivo sono molto differenti. Per confronto, sono riportati nella Figura 3.11 e Figura 3.12 i datasheet di un sezionatore da string-box e uno da trazione ferroviaria.

Le norme dedicate ai sezionatori per applicazioni ferroviarie sono le seguenti:

*IEC 60077-2 - Railway applications - Electric equipment for rolling stock - Part 2: Electrotechnical components;*

*IEC 61373:2010 - Railway applications - Rolling stock equipment - Shock and vibration tests;*

#### Dimensions

Product Net Width:	266 mm
Product Net Height:	227 mm
Product Net Depth:	105 mm
Product Net Weight:	4,7 kg

#### Technical

Rated Operational Current DC-21B (I <sub>e</sub> ):	(1500 V) 400 A
Conventional Thermal Current (I <sub>the</sub> ):	Fully Enclosed 400 A
Rated Impulse Withstand Voltage (U <sub>imp</sub> ):	12 kV
Rated Insulation Voltage (U <sub>i</sub> ):	1500 V
Rated Short-time Withstand Current (I <sub>cw</sub> ):	for 1 s 10 kiloampere rms
Power Loss:	at Rated Operating Conditions per Pole 9.7 W
Pollution Degree:	3
Handle Type:	Handle and shaft not included
Switches Operating Mechanism:	Mechanism Between the Poles 12 (Between the Poles)
Position of Line Terminals:	Top In - Bottom Out
Operating Mode:	Front operated
Standards:	IEC
Special Functions:	1500 V pre-connected
Mounting Type:	Base mounting
Number of Circuits:	1
Number of Poles:	3
Terminal Type:	Lug terminals



**Figura 3.11:** IMS per string-box ABB OTDC400EV12.

Fonte: ABB Switches datasheet

### Dati per la scelta del prodotto

	Simbolo	Unità	UR26	UR36	UR40
<b>CIRCUITO PRINCIPALE AD ALTA TENSIONE</b>					
Tensione nominale di esercizio	$U_e$	[V <sub>CC</sub> ]	3.600	3.600	3.600
Tensione nominale di isolamento	$U_i$	[V <sub>CC</sub> ]	4.800	4.800	4.800
Corrente convenzionale termica in aria libera <sup>(1)</sup>	$I_{th}$	[A]	2.600	3.600	4.000
Corrente nominale di esercizio	$I_e$	[A]	2.600	3.600	4.000
Frequenza d'esercizio			C3	C3	C3
Tensione nominale di tenuta a frequenza di alimentazione (50 Hz, 1 min)	$U_{50}$				
- Fra i contatti principali aperti		[kV]	15	15	15
- Fra un contatto principale chiuso e il circuito di terra e di controllo		[kV]	15	15	15
- Tra i circuiti a bassa tensione e la terra		[kV]	2	2	2
Tensione nominale di tenuta ad impulso (1,2/50 µs)	$U_{imp}$	[kV <sub>CC</sub> ]	40	30	30
Potere nominale di chiusura e interruzione su corto circuito/Costante di tempo	$I_{SS}/T1$	[kA]/[ms]	40/0	40/0	40/0
	$I_{SS}/T2$	[kA]/[ms]	35/15	35/15	35/15
	$I_{SS}/T3$	[kA]/[ms]	35/30	35/30	35/30
	$I_{SS}/T4$	[kA]/[ms]	35/50	35/50	35/50
Sganciatore diretto istantaneo di massima corrente		[kA]	1,4 - 2,7 2,0 - 5,0	2,0 - 5,0 4,0 - 10,0	2,0 - 5,0 4,0 - 10,0
Tensione massima di arco		[kV]	≤ 8,0	≤ 8,0	≤ 8,0

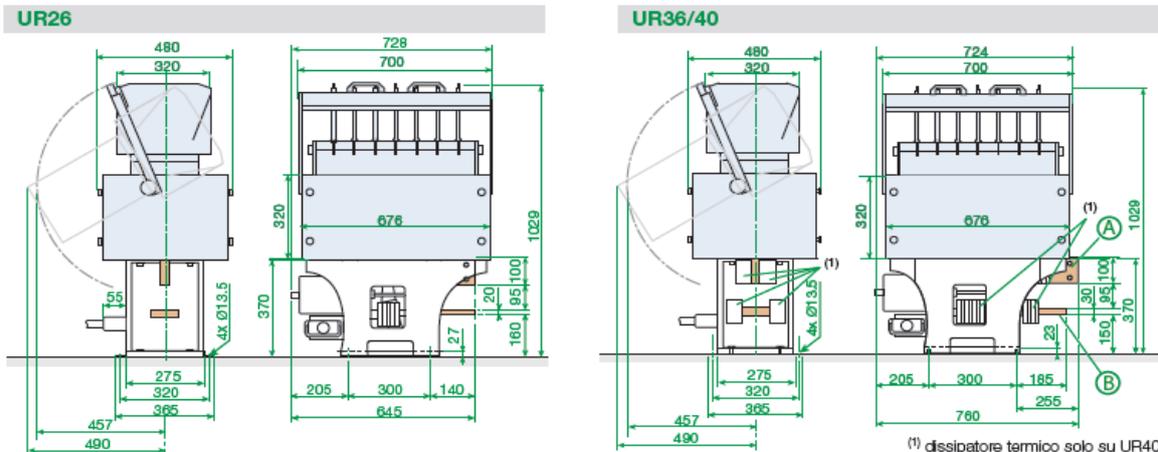
<sup>(1)</sup> A T<sub>amb</sub> = +40°C e testato con collegamenti ad alta tensione a norma IEC/EN 60943.

### Dimensioni principali

Le dimensioni senza tolleranze sono indicative. Tutte le dimensioni sono espresse in mm. La deviazione di planarità massima consentita del telaio di supporto è di 0,5 mm.

	UR26	UR36	UR40
<b>Pesi <sup>(1)</sup> [Kg]</b>	164	181	185

<sup>(1)</sup> Peso approssimativo per gli interruttori standard senza opzioni, incluso il meccanismo di sollevamento del caminetto per la manutenzione.



**Figura 3.12:** Sezionatori per ferrovie Sécheron UR26 UR36 UR40.

Fonte: Sécheron datasheet

- **Surge protective device**

Gli scaricatori di sovratensione (SPD), sono dei componenti atti alla protezione contro la fulminazione e le sovratensioni. Ne esistono due principali tipologie: a varistore ed a spinterometro; ne esiste poi una ulteriore tipologia combinazione delle precedenti.

Le normative riguardanti questi componenti sono riportate di seguito:

*CEI EN 62305 - Protezione contro i fulmini - Serie;*

*CEI EN 50539-11/A1 - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici;*

*UL 1449 - Standard for Surge Protective Devices;*

La serie di norme *CEI EN 62305* è di carattere generale ed è suddivisa in 4 parti. La prima parte indica i principi generali per la protezione contro la fulminazione degli impianti. La seconda parte contiene la valutazione del rischio. La terza parte definisce i requisiti per la protezione di una struttura contro i danni materiali per mezzo di un impianto di protezione. L'ultima parte, fornisce informazioni sul progetto, l'installazione, la manutenzione la verifica e le prove del sistema di misure di protezione.

La norma essendo di carattere generale non dà particolari indicazioni per i sistemi in studio rispetto a quelli attuali. Quindi la sua adozione è valida anche per i sistemi considerati.

Riguardo le normative *CEI EN 50539-11/A1* e *UL 1449*, esse sono riferite specificatamente ai sistemi fotovoltaici, entrambe prevedono una tensione nominale inferiore ai 1500 V d.c. Per questo motivo, anche in questo caso, il problema normativo si ripresenta. Anche in questo caso è stata fatta una ricerca di sistemi SPD per il settore ferroviario ed in generale per sistemi MVDC. La ricerca ha identificato le seguenti normative:

*CEI EN 50526-1: Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Scaricatori di sovratensione e limitatori di tensione in corrente continua Parte 1: Scaricatori di sovratensione*

*CEI EN 60099-9: Scaricatori Parte 9: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per stazioni di conversione AT a corrente continua*

Si osserva che gli SPD per le applicazioni ferroviarie sono molto differenti da quelli destinati all'utilizzo negli impianti fotovoltaici nelle string-box, quest'ultimi sono di tipo varistore, mentre i primi sono spinterometrici. L'adattabilità di questi componenti è anche in questo caso difficile, poiché molte sono le differenze, come tecnologia, ingombri meccanici e caratteristiche elettriche. Sono inserite le Figura 3.13Figura **3.14** per confronto tra le diverse soluzioni SPD.

#### Additional Information

<b>Arrester Class:</b>	II
<b>Auxiliary Circuit Load:</b>	Minimum 12Vdc - 10mA Maximum 250Vac - 1A
<b>Brand / Label:</b>	ABB
<b>Country of Origin:</b>	Bulgaria (BG)
<b>Customs Tariff Number:</b>	85354000
<b>Data Sheet, Technical Information:</b>	2CTC433003D1701
<b>Declaration of Conformity - CE:</b>	2CTC436004G1701
<b>Discharge Current:</b>	Nominal 15 kA Maximum 40 kA
<b>Maximum Continuous Operating Voltage (U<sub>c</sub>):</b>	(L-PE) 1500 V (L-L) 1500 V (L-N) - V (N-PE) - V
<b>Impulse Current:</b>	I (imp, 10 / 350 μs) 2 kA



<b>Product Main Type:</b>	T2
<b>Product Name:</b>	Surge Protective Device
<b>Product Net Depth:</b>	58 mm
<b>Product Net Height:</b>	95 mm
<b>Product Net Weight:</b>	375 g
<b>Product Net Width:</b>	53.4 mm
<b>Selling Unit of Measure:</b>	piece
<b>Short Circuit Withstand I<sub>cc</sub>:</b>	10 kA
<b>Short Description:</b>	OVR PV 40-1500 P TS BW
<b>Standards:</b>	IEC 61 643-11 / EN 50539-11
<b>Suitable For:</b>	To protect the systems against the transient overvoltage (lightning)
<b>UL Certificate:</b>	N
<b>Version:</b>	Plug-in
<b>Voltage Protection Level ( U<sub>p</sub>):</b>	(L-N) 4.5 kV (N-PE) 4.5 kV (L-PE) 4.5 kV
<b>Voltage Rating DC:</b>	1500 V
<b>Width in Number of Modular Spacings:</b>	3

**Figura 3.13:** SPD per applicazioni fotovoltaiche ABB OVR PV 40-1500 P TS BW.

*Fonte: ABB Surge and lightning solution catalogue*

## Surge arrester POLIM-H..SD



### Product description

Surge arrester with metal-oxide resistors without spark gaps (MO surge arrester), direct molded silicone housing, grey color, designed and tested according to EN 50526-1 and IEC 62848-1.

The metal-oxide resistors are from own production line.

### Overvoltage protection of

- Traction systems – fixed installations
- Rolling stock
- Equipment in direct current installations

### Application

- Systems with direct current (DC)
- Outdoor and indoor installations

$U_c$ Continuous operating voltage kV DC	Creepage distance mm	Flashover distance mm	Height mm	Weight kg	Insulation withstand voltage of empty housing			
					1.2/50 $\mu$ s		1 min wet	
					required values acc. to EN	guaranteed kV <sub>peak</sub>	required values acc. to EN	guaranteed kV DC
0.14	232	120	90	≤ 2.0	0.50	95	0.34	30
0.29	232	120	90	≤ 2.0	1.03	95	0.70	30
0.36	232	120	90	≤ 2.0	1.27	95	0.86	30
0.49	232	120	90	≤ 2.0	1.72	95	1.17	30
0.56	232	120	90	≤ 2.0	1.97	95	1.34	30
0.85	232	120	90	≤ 2.0	2.99	95	2.03	30
1.0	232	120	90	≤ 2.0	3.50	95	2.38	30
1.5	232	120	90	≤ 2.0	5.25	95	3.57	30
2.0	232	120	90	≤ 2.0	7.00	95	4.76	30
2.5	232	120	90	≤ 2.0	8.75	95	5.95	30
3.0	232	120	90	≤ 2.0	10.50	95	7.14	30

**Figura 3.14:** SPD per applicazioni ferroviarie ABB POLIM-H.

Fonte: ABB Surge arresters catalogue

### 3.2.5 Inverter

Gli inverter costituiscono un altro componente indispensabile dell'impianto, in quanto effettuano la conversione delle grandezze elettriche da d.c ad a.c. trifase sinusoidale. Gli inverter utilizzati negli impianti odierni di tipo centralizzato, possiedono una tensione di ingresso minore o uguale a 1500 V ed una tensione di uscita intorno ai 500 V – 690 V. Di conseguenza sono dei

### Technical data

#### Classification according to EN 50526-1 and IEC 62848-1

Nominal discharge current $I_n$ (8/20 $\mu$ s)	10 kA <sub>peak</sub>
Class	DC-B
High current impulse $I_{hc}$ (4/10 $\mu$ s)	100 kA <sub>peak</sub>
Switching current impulse $I_{sw}$ (30/60 $\mu$ s)	1000 A <sub>peak</sub>
Charge transfer capability $Q_1$	2.5 As
Energy withstand capability $W$	9.5 kJ/kV <sub>Uc</sub>
Short circuit rating $I_s$	40 kA DC for 0.2 s

The thermal stability of the MO surge arrester is proved in the operating duty test according to class DC-B with two impulses of the charge transfer capability  $Q_1$  (total 5 As).

#### Classification according IEC 60099-4

Arrester class	SH, Station High
Line discharge class (LD)	4
Nominal discharge current $I_n$ (8/20 $\mu$ s)	20 kA <sub>peak</sub>
Repetitive charge transfer rating $Q_{re}$	2.4 As (C)
Long duration current impulse	1350 A for 2000 $\mu$ s

componenti di bassa tensione e come tali seguono la relativa normativa. Essi sono contenuti nelle conversion unit, le quali contengono oltre l'inverter anche altre parti come il quadro di media tensione, il quadro di bassa tensione ausiliario, il trasformatore elevatore, le protezioni di inverter e altri accessori.

Di seguito vi è l'elenco normativo relativo all'inverter:

*IEC 62894 - Photovoltaic inverters - Data sheet and name plate;*

*CEI EN 50530 - Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica*

*IEC 60146-2 - Semiconductor converters - Part 2: Self-commutated semiconductor converters including direct d.c. converters;*

*IEC 62109-1\2 - Safety of power converters for use in photovoltaic power system;*

*IEC 62116 - Utility-interconnected photovoltaic inverters - Test procedure of islanding prevention measures;*

*IEC 61683 - Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency;*

*IEC 61724 - Photovoltaic system performance;*

*IEC/EN 61000-6-2/6-4/3-12 - Electromagnetic compatibility (EMC);*

*IEC 60364/7 - Low-voltage electrical installations;*

*IEC 60947-4-1 - Low-voltage switchgear and controlgear;*

*IEEE 519 - IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems;*

*UL 1741 - Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources;*

*IEC 60068-2-(1-2-14-30-78): Environmental testing.*

Anche in questo caso alcune norme precludono la possibilità di superare la tensione di 1500 V d.c., specificatamente le norme IEC 62109-1/2, IEC 60364/7, IEC 60947.

- ***IEC 62109-1 Safety of power converters for use in photovoltaic power system - Part 1: General prescription;***

La norma contiene le prescrizioni per la progettazione e costruzione dell'equipaggiamento di protezione di inverter (PCE) utilizzate in sistemi fotovoltaici. All'*art. 1.1.1 Equipment included in scope* viene specificata l'applicabilità della norma per PCE per inverter connesse a sistemi non eccedenti la tensione di 1500 V d.c. All'interno della norma si trovano i seguenti articoli:

*Art.4 General testing requirements;*

*Art.5 Documentation;*

*Art.6 Environmental requirements and conditions;*

*Art.7 Protection against electric shock and energy hazards;*

*7.3.4 Protection against direct contact;*  
*7.3.6 Protection against indirect contact;*  
*Art.7.4 Protection against energy hazards;*  
*Art.8 Protection against mechanical hazards;*  
*Art.9 Protection against fire hazards;*  
*Art.13 Physical requirements;*  
*Art.14 Components.*

In armonia con le norme sui componenti, anche in questo caso la norma non è applicabile.

- ***IEC 62109-2 Safety of power converters for use in photovoltaic power system - Part 2: Particular requirements for inverters***

Questa seconda parte si riferisce alle prescrizioni per gli inverter. A differenza della parte precedente la norma non preclude l'utilizzo di sistemi con tensione superiore ai 1500 V d.c. Di conseguenza la norma è applicabile anche a inverter con tensione nominale in input maggiore di 1500 V d.c. Inoltre in data 07/2018 si prevede la pubblicazione di una norma specifica per gli inverter, attualmente nella fase conclusiva della sua redazione. *IEC 62477-2 ED1 Safety requirements for power electronic converter systems and equipment - Part 2: Power electronic converters from 1000 V a.c. or 1500 V d.c. up to 36 kV a.c. or 54 kV d.c.*

### ***3.3 Impianto di terra***

L'impianto di terra è un sistema volto a portare un elemento metallico al potenziale elettrico del terreno realizzando così la protezione mediante messa a terra. In questo modo si evita che qualunque massa metallica possa assumere un potenziale diverso da quello del terreno, proteggendo le persone dal rischio di folgorazione.

Riguardo la normativa relativa l'impianto di terra, il principale riferimento nazionale è la norma *CEI 64-8*. Come già riportato in precedenza essa non è applicabile per impianti con tensione superiore ai 1500 V d.c.

All'interno della *CEI 64-8* si trovano:

Le prescrizioni riguardanti i sistemi IT e TN, all'interno della *CEI 64-8/4*.

Le prescrizioni riguardanti l'impianto di terra sono contenute in *CEI 64-8/5, capitolo 54*. Di seguito vi è un breve elenco degli articoli principali:

- *art. 542 Collegamenti a terra;*
- *art. 542.2 Dispensori;*
- *art. 542.3 Conduttori di terra;*
- *art. 543 Conduttori di protezione;*
- *art. 547 Conduttori equipotenziali.*

Al capitolo 712 della *CEI 64-8/7*, nelle fig. 712.1 e 712.2 sono rappresentati degli schemi semplificati di collegamento delle installazioni fotovoltaiche, compreso l'impianto di terra.

Il contenuto dei precedenti articoli non è utilizzabile, quindi ai fini del dimensionamento dell'impianto, è necessario trovare le prescrizioni sopracitate nelle norme valide per gli impianti oggetto di studio.

La normativa riguardante gli impianti di terra per i sistemi con tensione superiore ai 1500 V è contenuta nelle norme *IEC 61936-1/2* nella *CEI EN 50522*, che sono da utilizzare in forma congiunta, come specificato nel sommario di entrambe le norme.

In particolare, la *CEI EN 50522* è specifica per gli impianti di terra per soli sistemi a.c. ed inoltre non possiede una norma equivalente d.c. Quindi anche questa norma non può essere applicabile agli impianti in questione, ciò costituisce un problema non indifferente riguardo il dimensionamento dell'impianto di terra secondo normativa.

La normativa *IEC 61936-2* è valida ed applicabile, però essendo incompleta nell'aspetto dell'impianto di terra, si prevede la necessità di una futura integrazione. *L'art.10* Impianti di terra contiene le seguenti indicazioni:

- *art.10.1 Generalità;*
- *art.10.2 Criteri fondamentali;*
- *art.10.3 Progetto dell'impianto di terra;*
- *art.10.3.1 Generalità;*
- *art.10.3.2 Guasti dell'impianto elettrico;*
- *art.10.3.3 Sovratensioni atmosferiche e transitori;*
- *art.10.4 Costruzione degli impianti di terra;*
- *art.10.5 Misure;*
- *art.10.6 Manutenibilità.*

Purtroppo tutti gli articoli precedenti sono di natura generica, le specifiche (valide solo per impianti a.c.) sono contenute all'interno della *CEI EN 50522*.

Nell'*allegato D* della *IEC 61936-1* vi è il flow chart per progetto di un impianto di terra, l'allegato è valido anche per impianti d.c.

*L'art.10.3* purtroppo è di carattere generico e non contiene prescrizioni specifiche, come ad esempio le specifiche sui dispersori di terra, conduttori di messa a terra, ecc. Infatti tutto ciò è contenuto nella *CEI EN 50522*. Pertanto il vuoto normativo riguarda le seguenti specifiche contenute all'*art.5* della detta norma che contiene i criteri della progettazione dei sistemi di messa a terra.

- *art.5.2.2 Conduttori di messa a terra;*
- *art.5.2.3 Conduttori equipotenziali;*
- *art.5.3 dimensionamento con riferimento al comportamento termico;*
- *art.5.4 dimensionamento con riguardo alle tensioni di contatto.*

Le osservazioni relative precedenti si ripetono per *l'art.10.4* della *IEC 61936-2* che risulta molto generico, e le relative specifiche sono contenute nell'*art.7* della *CEI EN 50522*.

- *art.7.1 Installazione di dispersori e conduttori di terra;*
- *art.7.2 Sovratensioni atmosferiche e transitori;*
- *art.7.3 Provvedimenti per la messa a terra di apparecchiature e impianti.*

Riguardo la futura normativa, la sua eventuale redazione non dovrebbe essere difficoltosa, essendo già presente una norma per impianti a.c. Una eventuale estensione della *CEI EN 50522* potrebbe pertanto essere la soluzione al problema normativo.

### **3.4 Lavori su impianti elettrici**

Riguardo i lavori su impianti elettrici, esistono diverse normative a livello internazionale, la norma di riferimento italiano è la *CEI 11-27*.

Lo standard europeo riguardante l'esercizio degli impianti elettrici è *CEI EN 50110-1*, esso rappresenta il tentativo di armonizzare la frammentazione normativa attuale. Riguardo i lavori elettrici non esiste una norma a livello internazionale.

La norma *CEI 11-27* non si applica ai lavori sotto tensione su impianti a tensione superiore a 1500 V d.c., per i quali il riferimento è la norma *CEI 11-15*. I lavori sotto tensione non vengono effettuati negli impianti EGP, pertanto quest'ultima normativa non è stata studiata. Di seguito vi è lo studio delle due norme citate; come fatto in precedenza, l'intervento è mirato ad individuare le differenze riguardanti le prescrizioni per impianti BT e MT. Si ricorda che non vi sono conduttori nudi come ad esempio nelle linee aeree, quindi le prescrizioni delle norme riguardanti i lavori su pari attive nude o non adeguatamente isolate non sono di interesse.

### ***CEI 11-27:2014 Lavori su impianti elettrici.***

La norma riguarda gli impianti elettrici per qualunque livello di tensione come cita *l'art.1 Campo di applicazione.*

*L'art.3.2* è fondamentale per la comprensione dei ruoli delle figure professionali coinvolte per i lavori sugli impianti elettrici.

Si possono identificare diverse figure:

- Unità responsabile di un impianto elettrico (URI)
- Persona designata alla conduzione dell'impianto elettrico (Responsabile dell'impianto - RI)
- Persona preposta alla conduzione del lavoro (PL)
- Persona esperta in ambito elettrico (PES)
- Persona avvertita in ambito elettrico (PAV)
- Persona comune (PEC)
- Unità responsabile della realizzazione del lavoro (URL)

*L'art.4* contiene i principi generali di sicurezza, che comprendono per la scelta del personale in base alla tipologia di lavori da svolgere.

*All'art 6.2 lavoro fuori tensione*, sono contenute le procedure di lavoro per questa tipologia di lavori. Le prescrizioni per la verifica di impianto fuori tensione sono contenute all'*art.6.2.4.1.*

*All'interno dell'art.6.2.5 Messa a terra e in cortocircuito delle parti attive sezionate*, è specificato che sul posto di lavoro per gli impianti MT, tutte le parti in cui si deve lavorare siano messe a terra ed in cortocircuito. Questa pratica è molto comune ed utilizzata anche per gli impianti BT, pertanto non vi sarà differenza per gli impianti in studio. Il sezionamento può essere eseguito con sezionatori di terra, spesso presenti negli impianti odierni, oppure tramite dispositivi mobili.

Sono invece presenti alcune differenze riguardanti le procedure di manutenzione contenute nell'*art.7*. In particolare riguardo la sostituzione dei fusibili, per impianti BT può essere eseguita anche da una PEC se il fusibile è inserito in un dispositivo con protezione dai contatti diretti. Per gli impianti MT la sostituzione deve essere eseguita da PES o PAV. La stessa prescrizione vale anche per la sostituzione di lampade ed accessori.

Come si nota, vi sono alcune differenze, non critiche, riguardanti i lavori per impianti MV e LV, è da tenere presente che la norma è stata scritta nell'ottica degli impianti MV esistenti, abbastanza diversi dagli impianti fotovoltaici. Pertanto una lieve riforma della norma potrebbe essere utile, anche se le differenze non sono rilevanti.

- ***CEI EN 50110-1:2014 Esercizio degli impianti elettrici – Parte 1: Prescrizioni generali***

La norma si applica alle modalità operative di attività di lavoro eseguite sugli impianti elettrici o nelle vicinanze di questi.

Come detto in precedenza sono di interesse i lavori fuori tensione, le cui prescrizioni sono contenute nell'*art.6.2*. La sequenza delle operazioni da compiere è la seguente:

- sezionare completamente;
- assicurarsi contro la richiusura;
- verificare che l'impianto sia fuori tensione;
- eseguire la messa a terra e in cortocircuito;
- provvedere alla protezione verso le parti attive adiacenti.

Anche in questa norma si evidenzia come la messa a terra ed in cortocircuito non sia obbligatoria per alcune tipologie di impianti BT, ma è comunque una buona pratica che viene sempre eseguita.

Riguardo le prescrizioni per impianti di alta tensione (la norma considera anche la media tensione come alta tensione), la messa a terra ed in cortocircuito deve essere eseguita nella parte nuda dei punti di sezionamento dell'impianto o il più vicino possibile a quei punti da ogni lato del posto di lavoro.

Inoltre i dettagli dei sezionamenti devono essere formalizzati in forma scritta al fine di evitare malintesi.

Riguardo le prescrizioni riguardanti la sostituzione di fusibili e accessori la normativa è in accordo con la *CEI 11-27*.

In definitiva riguardo i lavori elettrici, essendo tutti i componenti con classe di isolamento II, non vi sono modifiche sostanziali per gli impianti fotovoltaici con tensione di sistema > 1500 V.

## 4 Analisi tecnica

L'analisi tecnica ha come obiettivo la determinazione delle prestazioni della soluzione tecnologica, evidenziando eventuali aspetti tecnici positivi e negativi; fornendo infine una indicazione sulla eventuale convenienza economica. Lo studio è incentrato sull'impatto delle varie soluzioni tecniche in termini di perdite nei cavi, numero di componenti e layout di impianto. L'analisi è stata condotta su un impianto esistente al fine di renderla il più vicina possibile alla realtà.

Durante questa analisi sono stati condotti diversi allineamenti tecnici con i partner di Enel Green Power, al fine di avere tutti i feedback riguardanti il progetto anche da aziende leader nel settore. Pertanto si ringraziano per la stretta collaborazione: Fimer S.p.a, Friem S.p.a, Siel S.p.a, EEI S.p.a, Ingeteam S.r.l, Canadian Solar Inc., Jinko Solar Inc., Nidec Co., SMA AG, General Electric Co.

Tutti i partner si sono dimostrati molto interessati al progetto, evidenziando la fattibilità tecnica ma allo stesso tempo il grande ostacolo rappresentato dal vuoto normativo descritto nel precedente capitolo.

Durante questo studio si è focalizzata l'attenzione anche sulla possibilità di definire un valore di tensione d.c., migliore rispetto ad altri in termini di costi e riduzione perdite. Una considerazione importante da fare è relativa alla conversione DC/AC, infatti avere una tensione di sistema maggiore di 2000 V d.c. all'ingresso dell'inverter, significherebbe superare i 1000 V a.c. in uscita, ciò comporterebbe la necessità di installare un quadro di media tensione sul lato a.c dell'inverter applicando la normativa odierna.

Si avrebbe di conseguenza un aumento dei costi e degli ingombri considerevole, poiché la normativa sui quadri di media tensione è molto differente da quella per i quadri di bassa tensione.

Affrontando il problema anche con i vari fornitori di inverter, è emerso che considerare una massima tensione di sistema pari a 2000 V d.c. risulterebbe al momento la soluzione più rapida e semplice per la maggior parte dei fornitori. Pertanto tutte le configurazioni analizzate sono progettate con una tensione di sistema di 2000 V d.c.

Questa attività è stata strutturata come segue: inizialmente è stato studiato l'impianto esistente in tutti i suoi aspetti, con particolare attenzione alla disposizione dei pannelli fotovoltaici e al layout dell'impianto. Si è quindi identificato un sottocampo tipo dell'impianto esistente. Il sottocampo tipo è una porzione di impianto con una precisa geometria, numero di componenti e design identico per tutto il resto dell'impianto; infatti i grandi impianti fotovoltaici vengono suddivisi in sottocampi, aventi tutti la stessa configurazione. Pertanto dal punto di vista funzionale tutte le considerazioni e i risultati validi per un sottocampo, risultano validi per l'impianto nella sua interezza. Sono quindi stati disegnati dei nuovi sottocampi, ognuno per ogni nuova soluzione tecnologica identificata, con diverse configurazioni. Successivamente è stato condotto uno studio riguardante il calcolo della lunghezza dei cavi e le perdite delle connessioni MV dalle conversion unit alla stazione di connessione alla rete. Infine è stata condotta un'analisi comparativa tra le nuove soluzioni e la configurazione attuale.

#### 4.1 Generalità dell'impianto

L'impianto, sito in Perù, possiede una potenza installata pari d.c. a 179,48 MW. Esso è attualmente nella fase finale di costruzione ed è stato commissionato nel 2015. In Tabella 4.1 sono mostrate le generalità dell'impianto.

<i>Generalità del sito.</i>	
Nome progetto	Rubí
Area	Perú
Altezza [m]	1430
Area totale disponibile [ha]	404,00
Potenza totale installata d.c. [MW]	179,48

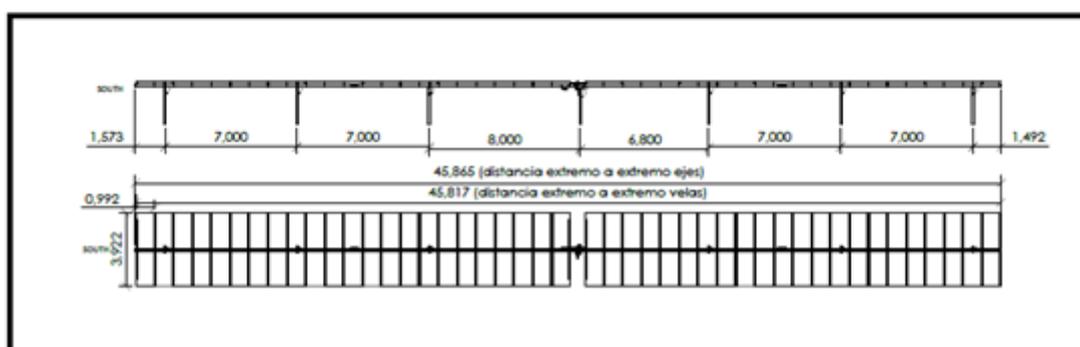
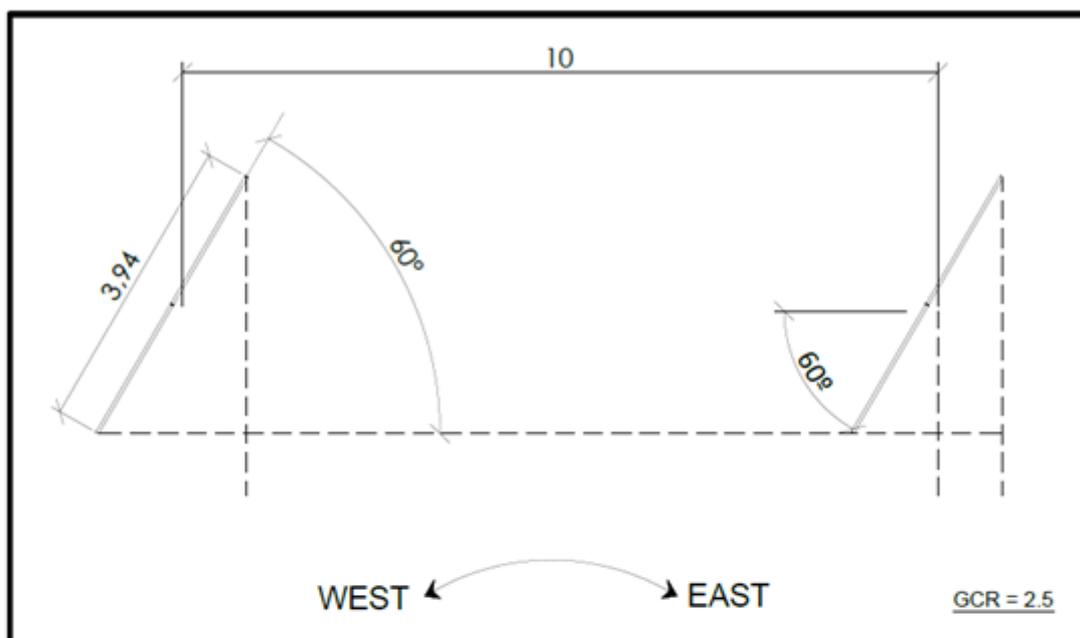
**Tabella 4.1:** Generalità del sito.

#### 4.2 Layout di impianto

L'impianto appartiene alla tipologia su larga scala di tipo centralizzato. Possiede 41 sottocampi, ogni sottocampo possiede 13680 moduli fotovoltaici. Quest'ultimi sono collegati in serie formando delle stringhe da 30 moduli, essi sono montati su tracker mono-assiali. Su ogni tracker sono posti 90 moduli nella configurazione 2x45 Portrait, su ogni tracker sono quindi presenti 3 stringhe. In Figura 4.1 è mostrato il tracker utilizzato, in vista laterale, orizzontale e verticale. Nella Tabella 4.2 sono inseriti i dati riguardanti il sottocampo tipo e l'intero impianto.

<i>Descrizione del layout</i>		
Identification name of the PV solution	<b>Sottocampo tipo</b>	<b>Impianto</b>
Kind of structures for the specific PV solution	Tracking structures	Tracking structures
Number of similar sub-blocks (conversion cabin)	1	41
<b>Modules</b>		
Module type	Risen - RSM320P	Risen - RSM320P
Module nominal power [W]	320	320
<b>Layout</b>		
Inclination of modules [ ° ]	+/-60° E/W	+/-60° E/W
Direction	N	N
Tilt of modules [ ° ]	0	0
Number of modules	13680	560880
Ground slope [ ° ]	-2.4% South	-2.4% South
Modules disposition (rows x columns, as instance 2x14, 3x20, ...)	2x45	2x45
Portrait/Landscape	Portrait	Portrait
Structure lenght (along NS axis for the monoaxial tracker) [m]	45,52	45,52
Structure width (along EW axis for the monoaxial tracker) [m]	3,93	3,93
Spacing between rows / trackers (rear to next front)(NS axis) [m]	0.348	0.348
Spacing between rows / trackers (rear to next front)(EW axis) [m]	6,07	6,07
Rack rows / trackers centre distance (m) (NS axis) [m]	48,52	48,52
Rack rows / trackers centre distance (m) (EW axis) [m]	10,00	10,00
Shading angle (from bottom edge to adjacent module row) [ ° ]	-	-
Ratio surface per power [ha/MW]	2,14	2,14
Plant capacity according to the PV shed configuration [MW]	4,38	179,48
Area of the plant [ha]	9,36	383,80

**Tabella 4.2:** Descrizione del layout.



**Figura 4.1:** Tracker mono assiale Soltec

Le strutture sono disposte longitudinalmente seguendo l'asse N/S. In direzione di quest'asse le strutture sono distanziate di 0.348 m, mentre sull'asse E/W tra due punti simmetrici vi è una distanza pari a 10 m, quest'ultima distanza è comunemente nota come pitch. La sua determinazione è oggetto di uno studio riguardante l'ombreggiamento, e quindi può variare da impianto ad impianto. Il pitch è quotato in Figura 4.1.

Un'altra grandezza importante è il ground cover ratio (GCR), che è il rapporto tra la larghezza di struttura ed il pitch, anche questa grandezza è una costante per il singolo impianto. Il GCR esprime lo sfruttamento dell'area di impianto, con la configurazione esistente il suo reciproco è pari a 2.5.

<b><i>Inverter e numero di componenti</i></b>		
	<b>Sottocampo tipo “Caso Base”</b>	<b>Impianto</b>
Inverter type	Fimer R11015TL - 1025 kVA	Fimer R11015TL - 1025 kVA
Nameplate power of inverter 1445 m	881	881
System maximum voltage [V]	1500	1500
Number of inverters	4	164
Number of Conversion Cabins	1	41
Number of modules in series	30	30
Number of electrical PV strings	456	18696
Number of mechanical PV sheds	152	6232
Number of mechanical PV sheds / inverter	4 inverters with 38 sheds	164 inverters with 38 sheds
DC/AC ratio [%]	124%	124%

**Tabella 4.3:** Inverter e numero di componenti.

Nella Tabella 4.3 sono indicati, la tipologia di inverter, la relativa potenza, e le quantità di stringhe e strutture. Riguardo la potenza dell'inverter, è stata calcolata con il derating per altitudine inserito nel datasheet dello stesso, il derating è necessario per vari motivi, uno dei principali riguarda la protezione dal surriscaldamento dei semiconduttori di potenza, poiché a causa della rarefazione dell'aria vi è un minore scambio termico tra l'housing dei powermodule e l'aria.

Un importante parametro di progetto è il rapporto d.c./a.c., definito come:

$$DC/AC\ ratio = \frac{P_{nom\ d.c.}}{P_{nom\ a.c.}} \quad (4.1)$$

Questo parametro rappresenta il sovradimensionamento della potenza installata lato d.c. rispetto alla potenza nominale a.c. L'entità di questo sovradimensionamento è il risultato di un compromesso tra l'energia che si è disposti a perdere (dovuta alla limitazione in potenza dell'inverter) e il risparmio derivante dall'installazione di una potenza a.c. inferiore alla d.c.

### ***4.3 Analisi del sottocampo tipo della configurazione esistente***

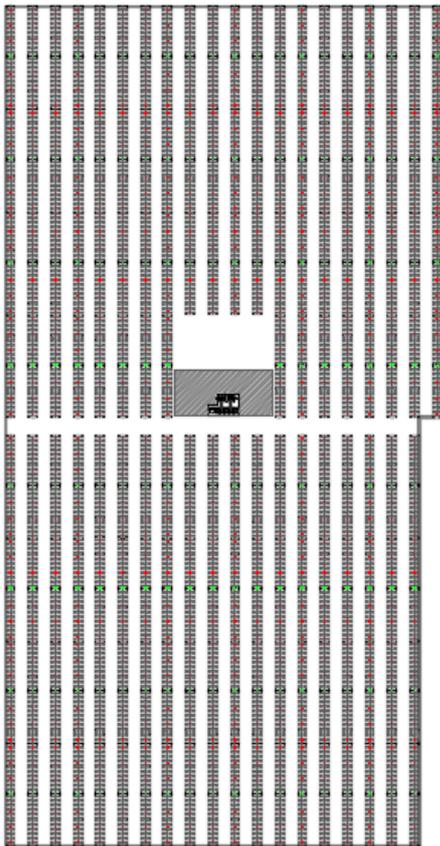
Il sottocampo tipo è solitamente disegnato in modo tale da avere una simmetria tra la disposizione delle strutture e la cabina di conversione, in modo da avere quest'ultima in una posizione baricentrica rispetto ai moduli. Essendo il terreno disponibile di natura non regolare, ovviamente all'interno dell'impianto fotovoltaico non tutti i sottocampi potranno avere la stessa geometria, in particolare tutti quei sottocampi che sono confinanti al bordo del campo fotovoltaico o che si trovano su porzioni di area più complicate, avranno una geometria differente. Ovviamente si cerca di fare in modo che la maggior parte dei sottocampi sia identica. Il sottocampo tipo di questo impianto è mostrato in Figura 4.2 e nell'appendice.

Nei tracker prossimi alla strada, in particolare sul palo più vicino ad essa, è solitamente posta la string-box.

Le string-box utilizzate per questo impianto sono prodotte da FIMER, SB 2415 e sono presenti due tipologie, una con 24 stringhe e l'altra con 18 stringhe in input. All'interno del progetto, le string-box sono posizionate sul lato esterno del tracker. Come detto ogni struttura possiede tre stringhe, i moduli sono raggruppati come mostrato in Figura 4.3. La connessione tra i capi di stringa e le string-box avviene tramite cavi in rame TOP SOLAR PV ZZ-F(AS) di sezione 4 mm<sup>2</sup>, la connessione tra i le string-box e la conversion unit è realizzata per mezzo di cavi in alluminio ZTT XPLE con sezione pari a 240 mm<sup>2</sup>.

All'interno della conversion unit sono presenti gli inverter, FIMER R11015TL, ognuno dei quali è collegato al relativo quadro di bassa tensione per il parallelo delle stringhe e la protezione. Uno schema di collegamento è mostrato in Figura 4.4.

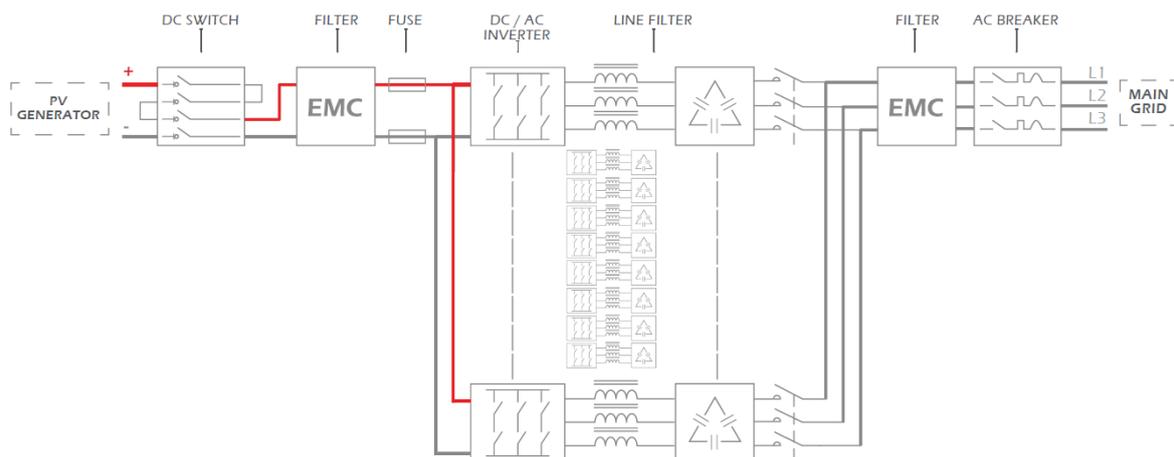
Il lato a.c dell'inverter è poi connesso ai trasformatori elevatori con tensione nominale al secondario pari a 33 kV. All'interno della conversion unit vi è poi una stanza separata dagli inverter nella quale risiedono il sistema UPS, il sistema di comunicazione SCADA, ed altri ausiliari. Infine vi è il quadro principale di media tensione, dal quale parte la linea MT in cavo che collega le varie conversion unit.



**Figura 4.2:** Sottocampo tipo configurazione esistente.



**Figura 4.3:** Schema semplificato di connessione stringhe. Stringa 1: rosso, Stringa 2: verde, Stringa 3: grigio.



**Figura 4.4:** Schema di collegamento Inverter FIMER R11015TL.

Fonte: FIMER Datasheet.

#### 4.4 Design dei nuovi sottocampi

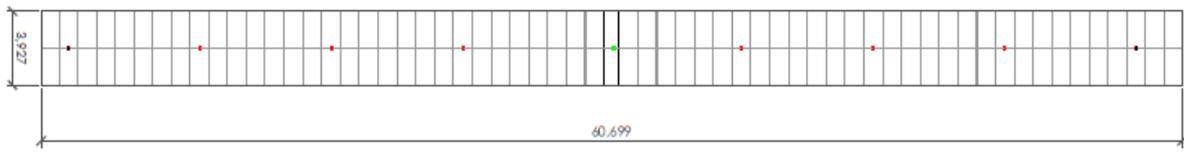
Il design dei nuovi sottocampi che adottano le nuove soluzioni tecniche proposte è il passo successivo della presente analisi tecnica. Riguardo le soluzioni 1 e 3, che prevedono l'utilizzo di una stringa più lunga, si è provveduto a progettare stringhe da 40 moduli connessi in serie (i moduli utilizzati sono gli stessi della soluzione esistente). In Tabella 4.4 mostrate le caratteristiche di stringa delle soluzioni 1 e 3 rispetto alla stringa della soluzione originale. L'incremento della tensione è pari al 33%, e si raggiunge una VOC pari a 1900 V.

<i>Caratteristiche delle stringhe</i>		
	<b>Stringa reale</b>	<b>Stringa nuova</b>
Moduli	Risen RSM72-6-320P	Risen RSM72-6-320P
Numero di moduli in serie	30	40
Tensione di circuito aperto – VOC [V]	1425	1900
Tensione di MP – VMP [V]	1119	1492
Corrente di MP – IMP [A]	8,58	8,58
Corrente di corto circuito – ISC [A]	9,15	9,15
Potenza di stringa [W]	9600	12800

**Tabella 4.4:** Caratteristiche delle stringhe.

Il montaggio di stringhe da 40 moduli su tracker 2x45 sarebbe quindi penalizzante. Allora è stato considerato un tracker con configurazione 2x60 portrait, ciò permette di ospitare 3 stringhe da 40 moduli ciascuna. Questo nuovo tracker, mostrato in Figura 4.5, ha una larghezza identica al tracker Soltec, e permette di utilizzare lo stesso pitch rispetto alla soluzione esistente in modo da mantenere il GCR identico all'impianto odierno e non introdurre differenze sulle stime di produzione attese, dovute a GCR differenti.

In Figura 4.6 è mostrato lo schema semplificato di connessione delle stringhe, che è stato progettato secondo lo stesso criterio usato nella struttura reale.



**Figura 4.5:** Tracker 2x60 portrait, vista dall'alto.



**Figura 4.6:** Schema semplificato di connessione stringhe per tracker 2x60.  
Stringa 1: rosso, Stringa 2: verde, Stringa 3: grigio.

Una delle parti più importanti per la progettazione del sottocampo tipo è quella che riguarda la scelta della conversion unit e la scelta della potenza d.c. del sottocampo. Si è scelta una progettazione mantenendo il rapporto dc/ac costante, per garantire le stesse perdite di energia dovute al taglio di potenza sull'inverter ai fini di una più semplice comparazione.

Per le conversion unit, sono stati utilizzate 3 diverse configurazioni:

- La prima utilizza un inverter “teorico”, avente la tensione di ingresso incrementata del 33% rispetto all'inverter del caso base e pari corrente di ingresso.
- La seconda utilizza un prototipo di inverter sperimentale con potenza nominale pari a 3450 kVA, proposto per lo studio da un partner di EGP.
- La terza, analoga alla seconda utilizza un prototipo di inverter sperimentale con potenza nominale pari a 2586 kVA.

Le caratteristiche sono riassunte nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** Sono poi stati disegnati dei sottocampi tipo, aventi ognuno una rispettiva conversion unit tra quelle proposte, le cui caratteristiche sono contenute nella **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

<i>Specifiche principali degli inverter utilizzati per i nuovi sottocampi</i>			
	Inverter “teorico”	Inv. 3450 kVA	Inv. 2586 kVA
Tensione massima [V]	2000	2000	2000
Range di tensione MPP [V]	1200-1900	1200-1900	1200-1900
Potenza Massima [kVA]	1366	3450	2586
Corrente massima a.c. [A]	1480	2890	2164
Tensione nominale a.c [V]	400	690	690

**Tabella 4.5:** Specifiche principali degli inverter utilizzati per i nuovi sottocampi.

Nella soluzione proposta al paragrafo 2.2, i convertitori DC/DC boost sono stati posizionati in uscita dalle string-box, quindi a valle del parallelo delle stringhe. Questi convertitori, sono stati teorizzati inclusivi del sistema MPPT.

Riguardo i moduli e i tracker non ci sono differenze rispetto al caso originale e le conversion unit utilizzate per lo studio sono le stesse rispetto alle soluzioni proposte in precedenza (paragrafo 2.1 e paragrafo 2.3).

I dati relativi alla configurazione dei nuovi sottocampi sono inclusi nella Tabella 4.6. Il confronto quindi è stato effettuato su un totale di 7 scenari.

Per il design si è cercato di seguire la stessa procedura utilizzata per quello originale. I sottocampi sono simmetrici rispetto alla strada e possiedono conversion unit baricentriche. Il posizionamento delle string-box è lo stesso del caso del caso originale. Il layout di ciascuno è inserito nell'appendice della tesi.

<b>Configurazioni dei nuovi sottocampi (soluzioni 1 e 3)</b>			
<b>Layout</b>			
Subfield Name	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Number of modules	18240	23760	35520
Modules disposition (rows x columns, as instance 2x14, 3x20, ...)	2x60	2x60	2x60
Portrait/Landscape	Portrait	Portrait	Portrait
Structure lenght (along NS axis for the monoaxial tracker) [m]	60,70	60,70	60,70
Structure width (along EW axis for the monoaxial tracker) [m]	3,93	3,93	3,93
Spacing between rows / trackers (rear to next front) (NS axis) [m]	0,348	0,348	0,348
Spacing between rows / trackers (rear to next front) (EW axis) [m]	6,07	6,07	6,07
1/GCR	2,54	2,54	2,54
Rack rows / trackers centre distance (m) (EW axis) [m]	10,00	10,00	10,00
Ratio surface per power [ha/MW]	2,11	2,11	2,11
Plant capacity according to the PV shed configuration [MW]	5,837	7,60	11,37
Area of the plant [ha]	12,29	16.01	23,93
<b>Inverter e numero di componenti</b>			
Inverter type	Teorico 1366 kVA	Inv. 3450 kVA	Inv. 2586 kVA
Nameplate power of inverter at 1445 m	1173	3071	2302
System maximum voltage [V]	2000	2000	2000
Number of inverters	4	2	4
Number of Conversion Cabins	1	1	1
Number of modules in series	40	40	40
Number of electrical PV strings	456	594	888
Number of mechanical PV sheds	152	198	296
Number of mechanical PV sheds / inverter	4 inverters with 38 sheds	2 inverters with 99 sheds	4inverters with 74 sheds
DC/AC ratio [%]	124%	124%	123%

**Tabella 4.5:** Configurazioni dei nuovi sottocampi (soluzioni 1 e 3).

<b>Configurazioni dei nuovi sottocampi (soluzione 2)</b>			
<b>Layout</b>			
Subfield name	Tipo 4	Tipo 5	Tipo 6
Number of modules	18000	23760	35520
Modules disposition (rows x columns, as instance 2x14, 3x20, ...)	2x45	2x45	2x45
Portrait/Landscape	Portrait	Portrait	Portrait
Structure lenght (along NS axis for the monoaxial tracker) [m]	45,52	45,52	45,52
Structure width (along EW axis for the monoaxial tracker) [m]	3,93	3,93	3,93
Spacing between rows / trackers (rear to next front) (NS axis) [m]	0,348	0,348	0,348
Spacing between rows / trackers (rear to next front) (EW axis) [m]	6,07	6,07	6,07
1/GCR	2,54	2,54	2,54
Rack rows / trackers centre distance (m) (EW axis) [m]	10,00	10,00	10,00
Ratio surface per power [ha/MW]	2,14	2,14	2,14
Plant capacity according to the PV shed configuration [MW]	5,76	7,60	11,37
Area of the plant [ha]	12,32	16.01	23,93
<b>Inverter e numero di componenti</b>			
Inverter type	Teorico 1366 kVA	Inv. 3450 kVA	Inv. 2586 kVA
Nameplate power of inverter at 1445 m	1173	3071	2302
System maximum voltage [V]	2000	2000	2000
Number of inverters	4	2	4
Number of Conversion Cabins	1	1	1
Number of modules in series	30	30	30
DC/DC boost converter efficiency	0,99	0,99	0,99
Number of DC/DC boost converters	28	33	52
Nameplate power of DC/DC converter [kW]	230,4	230,4	230,4
Number of electrical PV strings	600	792	1188
Number of mechanical PV sheds	200	264	396
Number of mechanical PV sheds / inverter	4 inverters with 50 sheds	2 inverters with 132 sheds	4 inverters with 99 sheds
DC/AC ratio [%]	124%	124%	123%

**Tabella 4.6:** configurazioni dei nuovi sottocampi (soluzione 2).

Dalle precedenti **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**-Tabella 4.5 Tabella 4.6, è possibile fare alcune osservazioni. La prima riguarda il numero di stringhe e strutture meccaniche. Confrontando la soluzione “Tipo 1” e la soluzione reale, si nota come le due configurazioni hanno lo stesso numero di stringhe e lo stesso numero di strutture meccaniche, ma una potenza del primo superiore del 33%. Ciò rappresenta un vantaggio poiché si ha un migliore sfruttamento dei componenti. Quindi la nuova tecnologia permette una diminuzione del numero di componenti utilizzati a parità di potenza. Chiaramente ci si aspetta che i nuovi componenti abbiano un costo unitario maggiore, almeno inizialmente, a causa del rinnovamento dei processi produttivi da parte dei fornitori. Mentre la soluzione con boost e inverter “Teorico – 1366 kVA” ha un numero superiore di stringhe e di strutture meccaniche, poiché la parte di impianto compresa tra i moduli e string-box non possiede alcuna modifica, pertanto incrementando la potenza di sottocampo, aumenta anche il numero di componenti da impiegare. Pertanto la soluzione 2 non offre alcun miglioramento in termini di quantità di componenti utilizzati. Di contro non richiede la reingegnerizzazione dei moduli, cavi solari, e strutture meccaniche.

#### **4.5 Calcolo delle perdite d.c.**

Uno dei principali vantaggi previsti dallo studio riguarda la diminuzione delle perdite sul lato d.c. dell'impianto.

È doveroso riportare che agli impianti esistenti si applica lo standard *IEC 60364* che indica come massima caduta di tensione percentuale ammissibile su lato dc dell'impianto il 2%. I requisiti tecnici di EGP, relativi a questo progetto, risultano più restrittivi della norma e ammettono una caduta di tensione media sul lato DC, pari a 1%.

È possibile approssimare la caduta di tensione in d.c. tramite la seguente formula:

$$\Delta V_{\%} = \frac{P_{MPPT} * L}{V_{MPPT}^2 * c * s} \quad (4.1)$$

dove “L” è la lunghezza totale del cavo considerando la somma delle singole lunghezze dei cavi con polarità positiva e negativa; “c” è la conduttanza del cavo, mentre “s” è la sezione di quest'ultimo. Inoltre in d.c. la caduta di tensione percentuale rappresenta anche le perdite per effetto joule percentuali, ciò è dimostrato dalla seguente formula.

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_n} = \frac{\Delta V * I_n}{V_n * I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P_{\%} \quad (4.2)$$

Il layout del sottocampo influisce sulla lunghezza, pertanto sono state calcolate tutte le lunghezze dei cavi dalle stringhe alle string-box e da quest'ultime all'inverter. Ciò è stato fatto per tutte le configurazioni al fine di trovare la più competitiva. La conduttanza dei cavi è stata considerata alla temperatura di 20°C. Inoltre sono anche state effettuate le verifiche previste dalla normativa *CEI 82-25*, riguardanti la corrente di impiego, il calcolo della portata e la verifica di sovraccarico. La norma *CEI 82-25* rimanda allo standard *IEC 60364*, che riguarda la bassa tensione.

Si è inoltre dimostrata la seguente formula, che lega le variazioni percentuali della vecchia e delle nuove configurazioni.

$$\overline{\Delta V\%}_{new} = \frac{\bar{P}_{new} * \bar{L}_{new}}{\bar{V}_{new}^2 * c * s} \quad (4.3)$$

$$\overline{\Delta V\%}_{old} = \frac{\bar{P}_{old} * \bar{L}_{old}}{\bar{V}_{old}^2 * c * s} \quad (4.4)$$

$$\frac{\overline{\Delta V\%}_{new}}{\overline{\Delta V\%}_{old}} = \frac{\frac{\bar{P}_{new} * \bar{L}_{new}}{\bar{V}_{new}^2 * c * s}}{\frac{\bar{P}_{old} * \bar{L}_{old}}{\bar{V}_{old}^2 * c * s}} \quad (4.5)$$

Se  $\bar{V}_{new} = k * \bar{V}_{old}$  si ha:

$$\frac{\overline{\Delta V\%}_{new}}{\overline{\Delta V\%}_{old}} = \frac{\frac{\bar{P}_{new} * \bar{L}_{new}}{k^2 \bar{V}_{old}^2}}{\frac{\bar{P}_{old} * \bar{L}_{old}}{\bar{V}_{old}^2}} \quad (4.6)$$

Se  $\bar{P}_{new} = k * \bar{P}_{old}$ , supponendo di incrementare solamente la tensione, lavorando quindi a parità di corrente, (aumentando il numero di moduli in serie la corrente rimane invariata) si ha:

$$\frac{\overline{\Delta V\%}_{new}}{\overline{\Delta V\%}_{old}} = \frac{k * \bar{P}_{old} * \bar{L}_{new}}{k^2 * \bar{P}_{old} * \bar{L}_{old}} \quad (4.7)$$

$$\frac{\overline{\Delta V\%}_{new}}{\overline{\Delta V\%}_{old}} = \frac{1}{k} * \frac{\bar{L}_{new}}{\bar{L}_{old}} \quad (4.8)$$

Come si nota dalla formula (4.8) il rapporto delle cadute di tensione percentuali medie dipende da un fattore costante pari a “k”, che rappresenta l’incremento della tensione, e dal rapporto delle lunghezze medie. Pertanto se il rapporto delle lunghezze medie è superiore al coefficiente “k”, la caduta di tensione della nuova configurazione è maggiore di quella riferita alla vecchia configurazione.

Ponendo k=1.33, si calcola il rapporto per sistemi che hanno una tensione differente del 33%, come il caso in studio.

Nella Tabella 4.7 sono riportati i principali risultati dell’analisi delle perdite in d.c. Si nota che lo scenario, chiamato “Tipo 1”, possiede la minore caduta di tensione totale, in particolare si ha una riduzione di circa il 22% rispetto al sottocampo “Caso base”. Un’osservazione importante riguarda l’andamento della caduta di tensione rispetto alla potenza nominale della conversion unit, infatti si nota che al crescere della potenza installata la caduta di tensione aumenta secondo l’andamento mostrato in Figura 4.7.

Alcune considerazioni riguardanti le soluzioni con l’utilizzo dei convertitori boost; riguardo le perdite, anche in questo caso esse crescono all’aumentare della potenza nominale della conversion unit ed il migliore scenario ha una riduzione delle perdite pari al 10% circa. Ciò è dovuto al fatto che la lunghezza dei cavi aumenta in modo considerevole, la formula (4.8) suggerisce che se la lunghezza della nuova configurazione superasse quella della vecchia configurazione aumentata del 33% allora si avrebbero maggiori perdite. Anche per questa soluzione si nota che al crescere della potenza del sottocampo aumentano anche le cadute di tensione percentuali come da Figura 4.8.

Inoltre è stata calcolata la lunghezza dei cavi “specificata” in km/MWp, che rappresenta la lunghezza di cavi per MW installato, anche in questo caso lo scenario “Tipo 1” risulta avere la lunghezza specifica minore. Analogamente sono state definite le quantità “specifiche” di string-box/MWp e di tracker/MWp, i tre scenari (con la soluzione tecnica di tipo 1) risultano essere migliori rispetto al caso base ed agli scenari con i boost.

La definizione di queste grandezze specifiche può essere molto utile per avere una indicazione rapida su come variano le quantità di cavi, string-box e tracker tra gli scenari analizzati.

Al fine di una valutazione economica, è stato introdotto un parametro, che chiameremo Cpi, per ogni scenario k, definito come il prodotto tra il costo unitario (per quantità) del componente considerato (es. tracker, string-box) e la quantità di quest’ultimo per MW.

$$Cpi_k = C_u \times Q_{MW} \left[ \frac{\$}{quantità} \times \frac{quantità}{MW} \right] = C_u \times Q_{MW} \left[ \frac{\$}{MW} \right] \quad (4.8)$$

dove C<sub>u</sub> e Q<sub>MW</sub>, sono rispettivamente il costo unitario del componente (definito come il costo del singolo componente) ed la quantità del componente per MW.

Per determinare la convenienza economica delle soluzioni tecniche, è possibile calcolare il seguente rapporto (formula 4.9) per ogni componente e per ogni scenario. Nella seguente

formula è riportato a titolo di esempio il confronto tra lo scenario “tipo 1” e il caso base, considerando come componenti i tracker e le string-box:

$$\frac{Cpi_{(traker-stringbox)tipo1}}{Cpi_{(traker-stringbox)caso\ base}} = \frac{C_{u-1}}{C_{u-BASE}} \times \frac{Q_{MW-1}}{Q_{MW-BASE}} = \frac{C_{u-1}}{C_{u-BASE}} \times 0.75 \quad (4.9)$$

Come mostrato dalla formula, essendoci una riduzione del numero di componenti per MW nello scenario “Tipo 1” pari al 25% si ottiene coefficiente 0,75 (valido per string-box e tracker), si ha una convenienza economica se il rapporto tra i costi unitari del componente nei due scenari è minore o uguale a 1,33, poiché il rapporto tra i due Cpi risulterebbe minore di 1 e pertanto minori costi per MW installato.

Analogamente è stato calcolato lo stesso rapporto considerando le quantità “specifiche” dei cavi stringhe-string-box, string-box-inverter, confrontando il caso base e il sottocampo “Tipo 1”.

$$\frac{Cpi_{(cavi\ stringhe-stringbox)tipo1}}{Cpi_{(cavi\ stringhe-stringbox)base}} = \frac{C_{u-1}}{C_{u-BASE}} \times \frac{Q_{MW-1}}{Q_{MW-BASE}} = \frac{C_{u-1}}{C_{u-BASE}} \times 0.73 \quad (4.10)$$

$$\frac{Cpi_{(cavi\ stringbox-inverter)tipo1}}{Cpi_{(cavi\ stringbox-inverter)base}} = \frac{C_{u-1}}{C_{u-BASE}} \times \frac{Q_{MW-1}}{Q_{MW-BASE}} = \frac{C_{u-1}}{C_{u-BASE}} \times 0.86 \quad (4.11)$$

Come si nota dalle formule (4.10) e (4.11), vi sono dei coefficienti minori di 1, determinati dalla riduzione delle quantità “specifiche” dei cavi per MW nello scenario “Tipo 1” rispettivamente pari a 27 % e 14%. Pertanto questi rapporti sono minori di 1, determinando la convenienza economica per la stessa motivazione indicata in precedenza, se il rapporto tra i costi unitari per i due scenari non supera 1.36 per l’equazione (4.10) e 1.16 per l’equazione (4.11). Sono proposte le equazioni (4.12), (4.13), (4.14) che esprimono la condizione di convenienza economica.

$$\frac{C_{u\ (tracker)-1}}{C_{u\ (tracker)-BASE}} < 1.33 \rightarrow \text{Convenienza economica} \quad (4.12)$$

$$\frac{C_{u\ (cavi\ stringhe-stringbox)-1}}{C_{u\ (cavi\ stringhe-stringbox)-BASE}} < 1.36 \rightarrow \text{Convenienza economica} \quad (4.13)$$

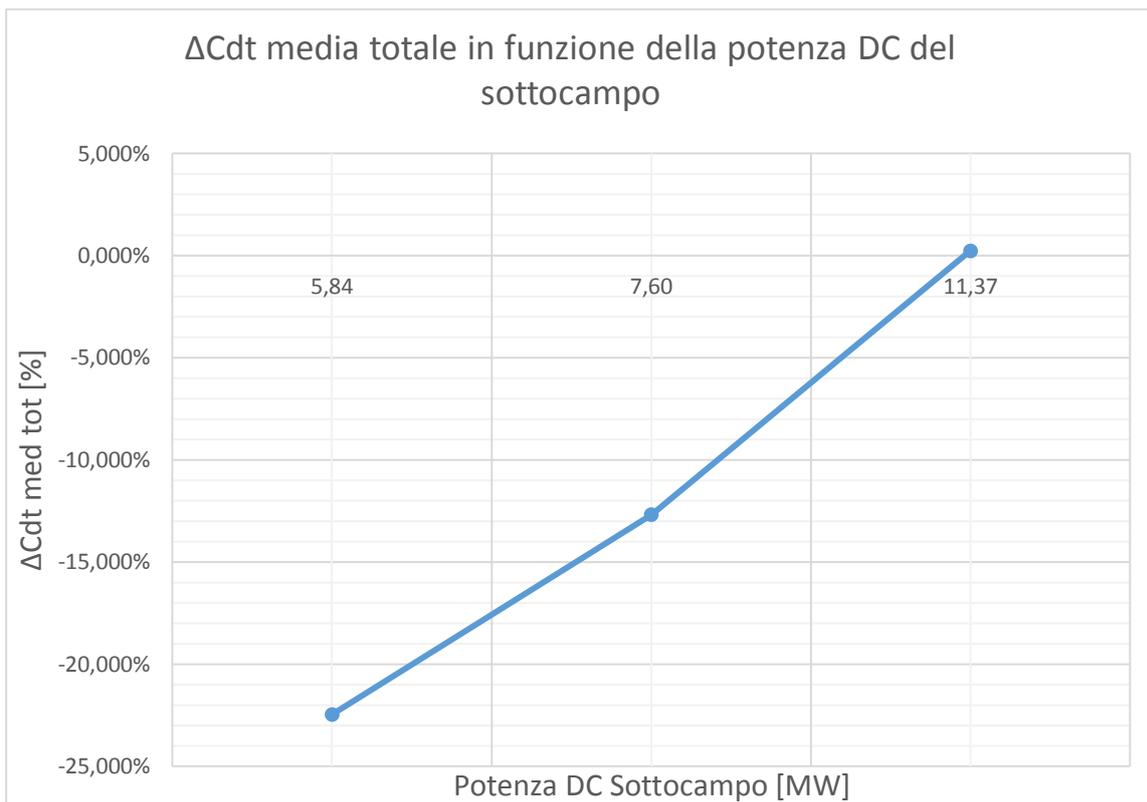
$$\frac{C_{u\ (cavi\ stringbox-inverter)-1}}{C_{u\ (cavi\ stringbox-inverter)-BASE}} < 1.16 \rightarrow \text{Convenienza economica} \quad (4.14)$$

Infine è proposta la Tabella 4.8 nella quale è contenuto un breve confronto tra la configurazione migliore chiamata “Tipo 1” e la configurazione attuale. I risultati ottenuti sono degni di nota e potrebbero determinare una riduzione dei costi considerevole.

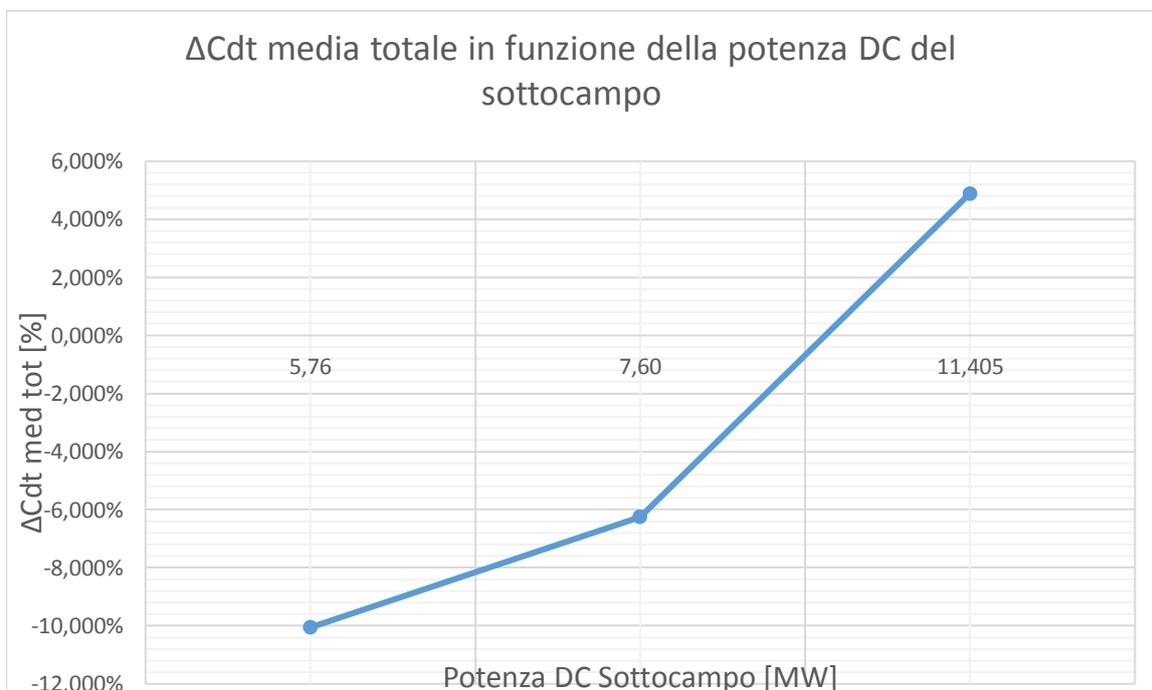
Si conclude che con la configurazione chiamata “Tipo 1” la producibilità dell’impianto aumenta dello 0.2% a parità di condizioni rispetto all’impianto odierno.

	Unità di misura	Tipo "Caso Base"	Tipo "4"	Tipo "1"	Tipo "2"	Tipo "5"	Tipo "3"	Tipo "6"
Potenza DC totale sottocampo (Pdc)	MW	4,38	5,76	5,84	7,60	7,60	11,37	11,405
Tensione massima di sistema (Vmax sist)	V	1500	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Numero di inverter (Ninv)		4	4	4	2	2	4	4
Numero di stringbox (Nbox)		20	28	20	26	34	40	52
Numero di conv. DC/DC boost (NDC/DC)		-	28	-	-	34	-	52
Numero di tracker (Ntracker)		152	200	152	198	264	296	396
Numero di stringbox/MWp		4,569	4,861	3,427	3,420	4,472	3,519	4,559
Numero di tracker/MWp		34,722	34,722	26,042	26,042	34,722	26,042	34,722
Lunghezza totale cavi stringhe-stringbox (Ltot st-box)	km	82,25	108,94	79,97	91,79	140,705	154,93	211,169
Lunghezza media cavi stringhe-stringbox(Lmed st-box)	m	180,36	181,56	175,37	154,53	177,66	174,47	177,751
Lunghezza specifica cavi stringhe-stringbox (Lspc st-box)	km/MWp	18,7880	18,9123	13,7005	12,0726	18,5060	13,6303	18,5158
ΔLtot st-box rispetto a "Caso Base"		0%	+32%	-3%	+12%	+71%	+88%	+157%
ΔLmed st-box rispetto a "Caso Base"		0%	+1%	-3%	-14%	-2%	-3%	-1%
ΔLspc st-box rispetto a "Caso Base"		0%	+1%	-27%	-36%	-2%	-27%	-1%
Lunghezza totale cavi stringbox-inverter (Ltot box-inv)	km	2,720	4,824	3,113	6,650	6,867	12,472	14,168
Lunghezza media cavi stringbox-inverter (Lmed box-inv)	m	136,01	172,283	155,66	255,75	201,956	311,79	272,459
Lunghezza specifica cavi stringbox-inverter (Lspc box-inv)	km/MWp	0,621	0,837	0,533	0,875	0,903	1,097	1,242
ΔLtot box-inv rispetto a "Caso Base"		0%	+77%	+14%	+144%	+152%	+359%	+421%
ΔLmed box-inv rispetto a "Caso Base"		0%	+27%	+14%	+88%	+48%	+129%	+100%
ΔLspec box-inv rispetto a "Caso Base"		0%	+35%	-14%	+41%	+45%	+77%	+100%
Caduta di tensione media cavi stringhe-stringbox (Cdt med st-box)		0,617%	0,621%	0,450%	0,397%	0,608%	0,448%	0,608%
Caduta di tensione media cavi stringbox-inv (Cdt med box-inv)		0,287%	0,192%	0,251%	0,393%	0,239%	0,458%	0,340%
Caduta di tensione media totale (Cdt med tot)		0,904%	0,813%	0,701%	0,789%	0,847%	0,906%	0,948%
ΔCdt med st-box rispetto a "Caso Base"		0%	+0,662%	-27,078%	-35,743%	-1,501%	-27,452%	-1,449%
ΔCdt med box-inv rispetto a "Caso Base"		0%	-33,150%	-12,542%	+36,979%	-16,488%	+59,887%	+18,562%
ΔCdt med tot rispetto a "Caso Base"		0%	-10,058%	-22,470%	-12,688%	-6,252%	+0,237%	+4,895%

**Tabella 4.7:** Confronto perdite, numero di componenti e lunghezza cavi tra gli scenari proposti.



**Figura 4.7:** Andamento della variazione della caduta di tensione media totale in funzione della potenza d.c. del sottocampo per le configurazioni: “Tipo 1”, “Tipo 2” e “Tipo 3”.



**Figura 4.8:** Andamento della variazione della caduta di tensione media totale in funzione della potenza d.c. del sottocampo per le configurazioni: “Tipo 4”, “Tipo 5” e “Tipo 6”.

<b>Confronto tra 1500 V "Caso Base" e 2000 V "Tipo 1"</b>		
Numero di tracker/MWp	-25%	-1558 tracker
Numero di string-box e tracker/MWp	-25%	-205 string-box
Lunghezza dei cavi da stringhe a string-box/MWp	-27%	-910 km di cavo in rame di sezione 4mm <sup>2</sup>
Lunghezza dei cavi da string-box a inverter/MWp	-14%	-16 km di cavo in alluminio di sezione 240mm <sup>2</sup>
Guadagno energetico	+0,2%	+0,88 GWh/anno

**Tabella 4.8:** Confronto tra 1500 V "Caso Base" e 2000 V "Tipo 1"

#### ***4.6 Studio del layout delle linee di Media Tensione***

Cambiando il design del sottocampo, cambia anche il layout delle linee di media tensione. Per la soluzione migliore presentata nel precedente paragrafo, ovvero sottocampo "Tipo 1" è stato disegnato il campo completo e le linee di media tensione. Si nota come per la nuova configurazione vi è una riduzione di due linee MT, le cadute di tensione aumentano leggermente, ma possono essere sopperite aumentando la sezione dei cavi. Anche in questo caso la nuova tecnologia porta una riduzione consistente ai costi di impianto. Per la visione si rimanda alle tavole in appendice.

## 5 Attività sperimentale presso l'Enel Innovation Lab

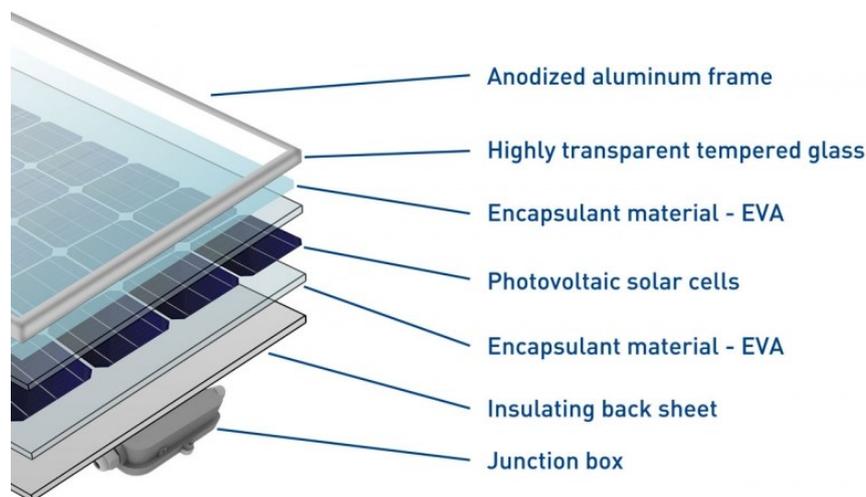
Questa attività sperimentale è stata effettuata presso l'Enel Innovation Lab sito a Passo Martino, in provincia di Catania. Realizzato negli anni Ottanta, nel 2015 il sito di Passo Martino è stato integrato nell'unità Innovation e Sustainability di Enel Green Power e oggi ospita laboratori specialistici sulle fonti rinnovabili che permettono di sperimentare tecnologie innovative nel solare termico e fotovoltaico, nelle microgrid, nello storage e nell'eolico. Il laboratorio è certificato per l'effettuazione delle prove sui moduli fotovoltaici previste dalla norma *CEI EN 61215*.

Lo scopo di questa attività è quello di approfondire la tematica riguardante la resistenza di isolamento dei moduli, di stringa e globale; al fine di comprendere l'impatto delle soluzioni tecniche identificate al capitolo 2, sul valore della resistenza di isolamento di stringa e globale. Prima della presentazione delle prove, è stata approfondita la tematica della resistenza di isolamento dei moduli dal punto di vista teorico, accademico e normativo.

Sono quindi state condotte delle prove sperimentali sui moduli e su una stringa. Si ringraziano per la collaborazione il dott. Francesco Aleo, Giuseppe Walter Gangemi e Salvatore Scalia di Enel Green Power - Innovation.

### 5.1 Resistenza di isolamento.

Come è noto, i moduli fotovoltaici sono certificati come componenti aventi una classe di isolamento II. I moduli sono composti da diversi strati come da Figura 5.1.



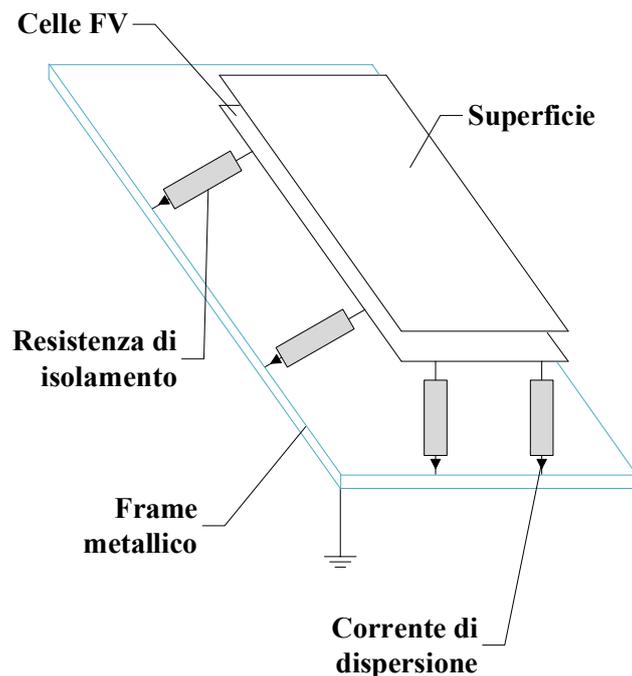
**Figura 5.1:** Schema degli strati componenti un modulo fotovoltaico in silicio policristallino.

Fonte: <http://www.pvcompare.net>

Gli strati di incapsulante in EVA anteriore e posteriore, il backsheet e il vetro superiore realizzano l'isolamento del pannello, i terminali elettrici sono connessi alla junction box, anche essa provvista di certificazione come componente con classe di isolamento II.

Durante il funzionamento il potenziale verso terra dei moduli fotovoltaici è diverso da zero, l'isolamento sopraccitato impedisce la circolazione di correnti pericolose tra i moduli e il frame metallico, il quale è connesso a terra. In realtà una corrente detta corrente di dispersione circola

verso terra, come mostrato in Figura 5.2, però solitamente è di valori modesti tali da non causare danni all'impianto o a persone.



**Figura 5.2:** Schema concettuale della resistenza di isolamento e corrente di dispersione.

La resistenza di isolamento dei moduli può differire anche da pannello a pannello dello stesso modello, ciò è dovuto al processo produttivo non perfettamente omogeneo, ma le differenze sono minime.

## 5.2 Standard riguardanti la resistenza di isolamento

Il valore minimo della resistenza di isolamento che un singolo modulo deve possedere è regolamentato dalla normativa **CEI EN 61215**, in particolare la norma dice: “Per moduli di area superiore a  $0,1 \text{ m}^2$ , il valore misurato della resistenza di isolamento moltiplicato per l'area del modulo non deve essere inferiore a  $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$  da misurare a  $500 \text{ V}$  oppure alla tensione massima di sistema, quale che sia il valore più grande”. Per verificare questo valore si esegue la prova di isolamento *art.10.3*.

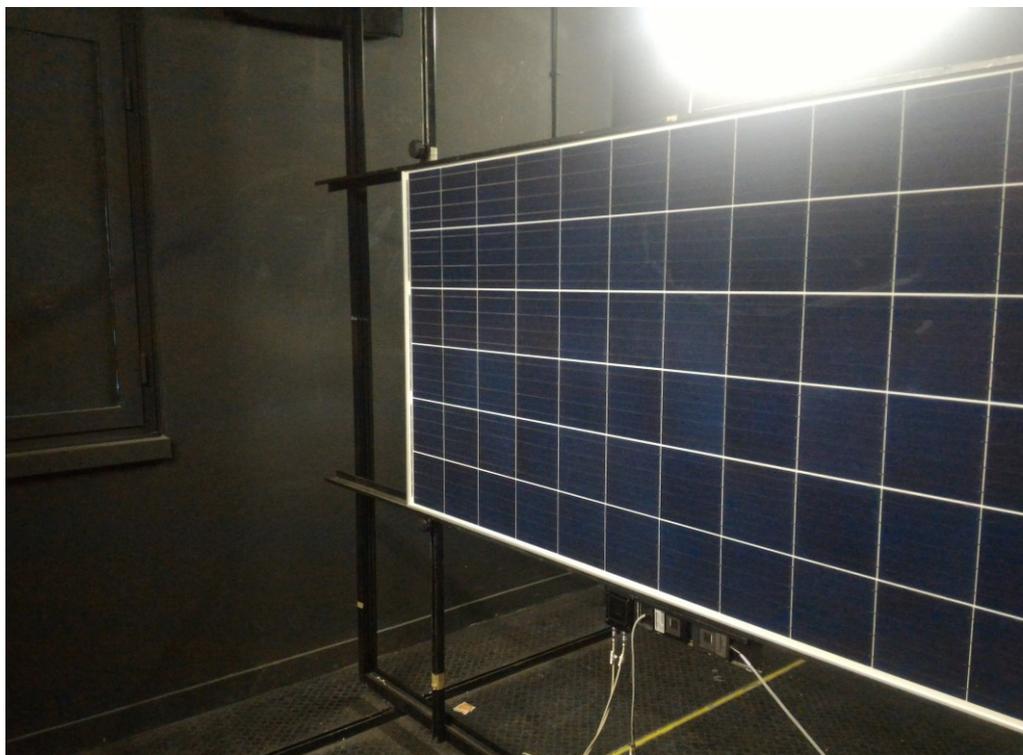
La sequenza delle prove da effettuare sui moduli, come indicato nella norma, prevede la prova di isolamento come terza prova da effettuare ed è necessario eseguirla su 8 moduli, preceduta dal pre-condizionamento, l'esame a vista (vd. *art.10.1 della norma*) e la determinazione della massima potenza (vd. *art.10.2 della norma*).

La fase di pre-condizionamento (*art.5*) prevede che tutti i moduli siano esposti alla luce solare (reale o simulata) ad un livello di radiazione solare compreso tra  $5 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2}$  e  $5.5 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-2}$ , in condizione di circuito aperto.

Successivamente si effettua l'esame visivo atto a rilevare qualsiasi eventuale difetto visibile del modulo all'occhio umano.

Si effettua poi la prova di determinazione della massima potenza, atta a determinare la caratteristica I-V del modulo. I moduli possono passare alla prova successiva solo quando la ripetibilità della misura della massima potenza è migliore del  $\pm 1 \%$ , questa prova è stata

effettuata presso il solar simulator dell'Enel Lab, mostrato in Figura 5.3-Figura 5.6. Nel periodo che intercorre tra una prova di determinazione della massima potenza e un'altra, i moduli vengono connessi ad un carico e lasciati lavorare in condizioni "operative", questo processo è detto stabilizzazione.



**Figura 5.3:** Modulo fotovoltaico Risen sul banco prova del Solar Simulator



**Figura 5.4:** Emittitore flash del Solar Simulator con due lampade allo Xeno



Figura 5.5: Sistema di elaborazione dati e carico elettrico simulator.

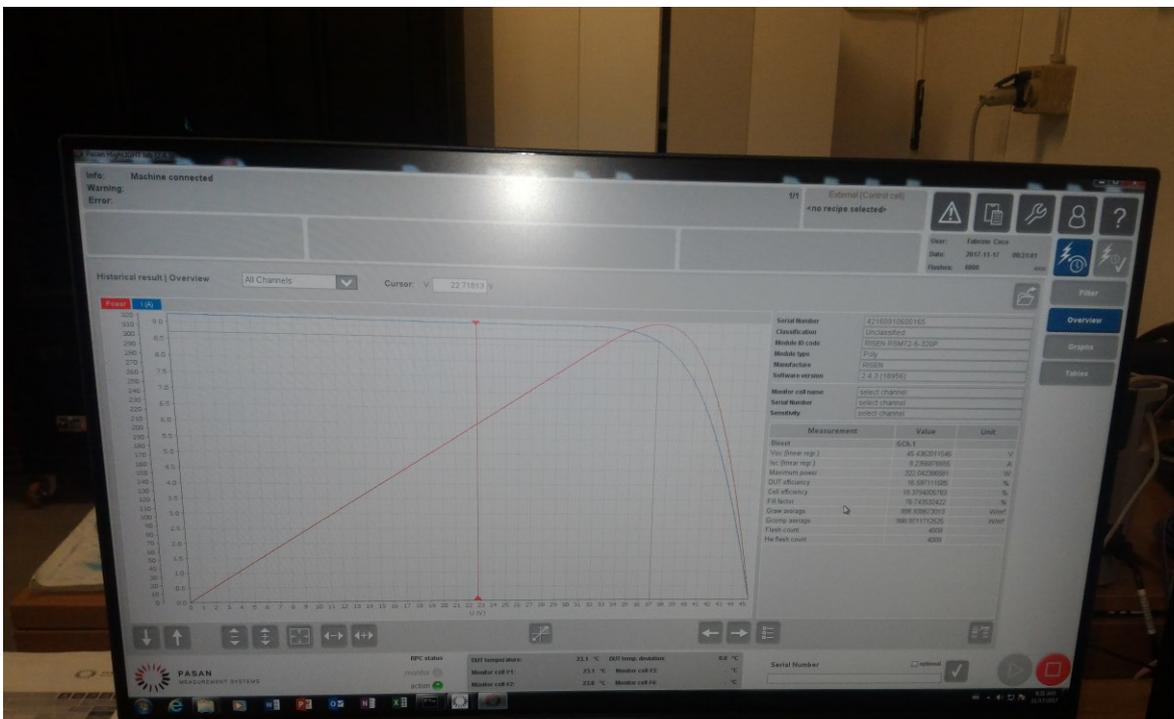


Figura 5.6: Software di acquisizione dati del Solar Simulator.

Una volta effettuate le prove previste dalla sequenza, è possibile effettuare la prova di isolamento, che prevede:

#### *“10.3.1 Scopo*

*Determinare se l'isolamento fra le parti del modulo in cui avviene il passaggio di corrente elettrica e la cornice, o l'esterno, è sufficiente o no.*

#### *10.3.2 Apparecchiatura*

*a) Sorgente di tensione in c.c., con limitazione di corrente, in grado di applicare 500 V o 1000 V più due volte la massima tensione di sistema del modulo conformemente a 10.3.4 c).*

*b) Strumento per misurare la resistenza di isolamento.*

#### *10.3.3 Condizioni di prova*

*La prova va eseguita su moduli che ritrovano alla temperatura ambiente dell'atmosfera circostante la zona di prova (vedi IEC 60068-1) e in condizioni di umidità relativa non superiore al 75%.*

#### *10.3.4 Procedura*

*a) Collegare i terminali di uscita del modulo posti in corto circuito al terminale positivo di un misuratore di isolamento in c.c. provvisto di limitatore di corrente.*

*b) Collegare le parti metalliche esposte del modulo al terminale negativo del misuratore di isolamento. Se il modulo non ha cornice o la cornice è un cattivo conduttore di elettricità, avvolgere attorno alle estremità e sulla parte posteriore del modulo un foglio conduttore.*

*Collegare il foglio al terminale negativo del misuratore di isolamento.*

*c) Aumentare la tensione applicata dal misuratore di isolamento con una rapidità non superiore a  $500 \text{ V*s}^{-1}$  fino a un valore massimo di 1 000 V più il doppio della tensione massima di sistema (cioè la tensione massima di sistema indicata sul modulo dal costruttore). Se la tensione massima di sistema non supera 50 V, la tensione applicata dovrà essere di 500 V. Mantenere la tensione a questo valore per 1 min.*

*d) Ridurre la tensione applicata a zero e cortocircuitare i terminali dell'apparecchiatura di prova per scaricare la tensione a cui si è portato il modulo.*

*e) Rimuovere il cortocircuito.*

*f) Aumentare la tensione applicata dall'apparecchiatura in prova con una rapidità non superiore a  $500 \text{ V*s}^{-1}$  fino a un valore massimo di 500 V oppure alla tensione massima di sistema per il modulo, scegliendo il valore più grande. Mantenere la tensione a questo valore per 2 min. Quindi determinare la resistenza di isolamento.*

*g) Ridurre la tensione applicata a zero e cortocircuitare i terminali dell'apparecchiatura di prova per scaricare la tensione a cui si è portato il modulo.*

*h) Rimuovere il cortocircuito e scollegare l'apparecchiatura di prova dal modulo.*

#### *10.3.5 Requisiti di prova*

*Sono necessari i seguenti requisiti:*

- nessuna rottura o formazione di solchi superficiali nel dielettrico o durante il passo c);*
- per i moduli con superficie inferiore a  $0,1 \text{ m}^2$  la resistenza di isolamento non deve essere inferiore a  $400 \text{ M}\Omega$ ;*

– per i moduli con superficie superiore a  $0,1 \text{ m}^2$  la resistenza di isolamento misurata non deve essere inferiore a  $40 \text{ M}\Omega$ ;

La norma **CEI EN 62109-2**, prescrive invece il minimo valore di resistenza di isolamento totale, sotto il quale viene segnalato un allarme di guasto ed può essere impedito il funzionamento. Riguardo sistemi con inverter connessi le schiere di moduli senza messa a terra la norma cita all'art 4.8.2.1:

*“Gli inverter per l'uso con schiere di moduli senza messa a terra devono avere dispositivi per misurare la resistenza d'isolamento in c.c., tra l'ingresso FV (schiara di moduli) e la terra, prima di avviare il funzionamento, oppure devono essere muniti delle istruzioni di installazione conformemente a 5.3.2.11.*

Se la resistenza di isolamento è inferiore a  $R = (V_{MAX PV}/30 \text{ mA}) \text{ ohm}$ , l'inverter:

– per gli inverter isolati, deve indicare un guasto conformemente a 13.9 (il funzionamento è consentito); l'indicazione del guasto deve essere mantenuta finché la resistenza di isolamento della schiera di moduli non sia ritornata ad un valore superiore al limite di cui sopra;

– per gli inverter non isolati, o gli inverter con isolamento non conforme ai limiti della corrente di dispersione indicati nelle prescrizioni relative all'isolamento minimo dell'inverter della Tab. 30, deve indicare un guasto conformemente a 13.9, e non si deve collegare alla rete; l'inverter può continuare a misurare, può smettere di indicare un guasto e può collegarsi alla rete se la resistenza di isolamento della schiera di moduli è tornata ad un valore superiore al limite di cui sopra.”

La norma **CEI 64-8** all'art. 61.3.1 prescrive: *“la resistenza di isolamento tra ogni conduttore attivo e il conduttore di protezione connesso a terra sia superiore ad  $1 \text{ M}\Omega$  per sistemi con tensione nominale con tensione compresa tra i  $500 \text{ V}$  ed i  $1500 \text{ V}$ ”.*

Analogamente la norma **CEI EN 62446**, fornisce le modalità con cui la misura della resistenza di isolamento di stringa deve essere effettuata, agli art.5.4.7.2 e 5.4.7.3. Al capitolo 5.8 è riportato un estratto di questi articoli.

In conformità con la norma **CEI 64-8** e **IEC 60364** il valore della resistenza di isolamento deve essere superiore ad  $1 \text{ M}\Omega$  per i sistemi oggetti dello studio.

Pertanto, al fine del rispetto delle norme e dei criteri di sicurezza, è necessario che:

- $R_{iso \text{ modulo}} \geq 40 \text{ M}\Omega * m^2$
- $R_{iso \text{ stringa}} \geq 1 \text{ M}\Omega$

### **5.3 Calcolo della resistenza di isolamento**

Ogni pannello fotovoltaico possiede una resistenza di isolamento verso terra, di conseguenza la resistenza di isolamento di una stringa di moduli fotovoltaici connessi in serie è pari alla resistenza equivalente calcolata sommando in parallelo le resistenze dei singoli moduli, come da Figura 5.7.

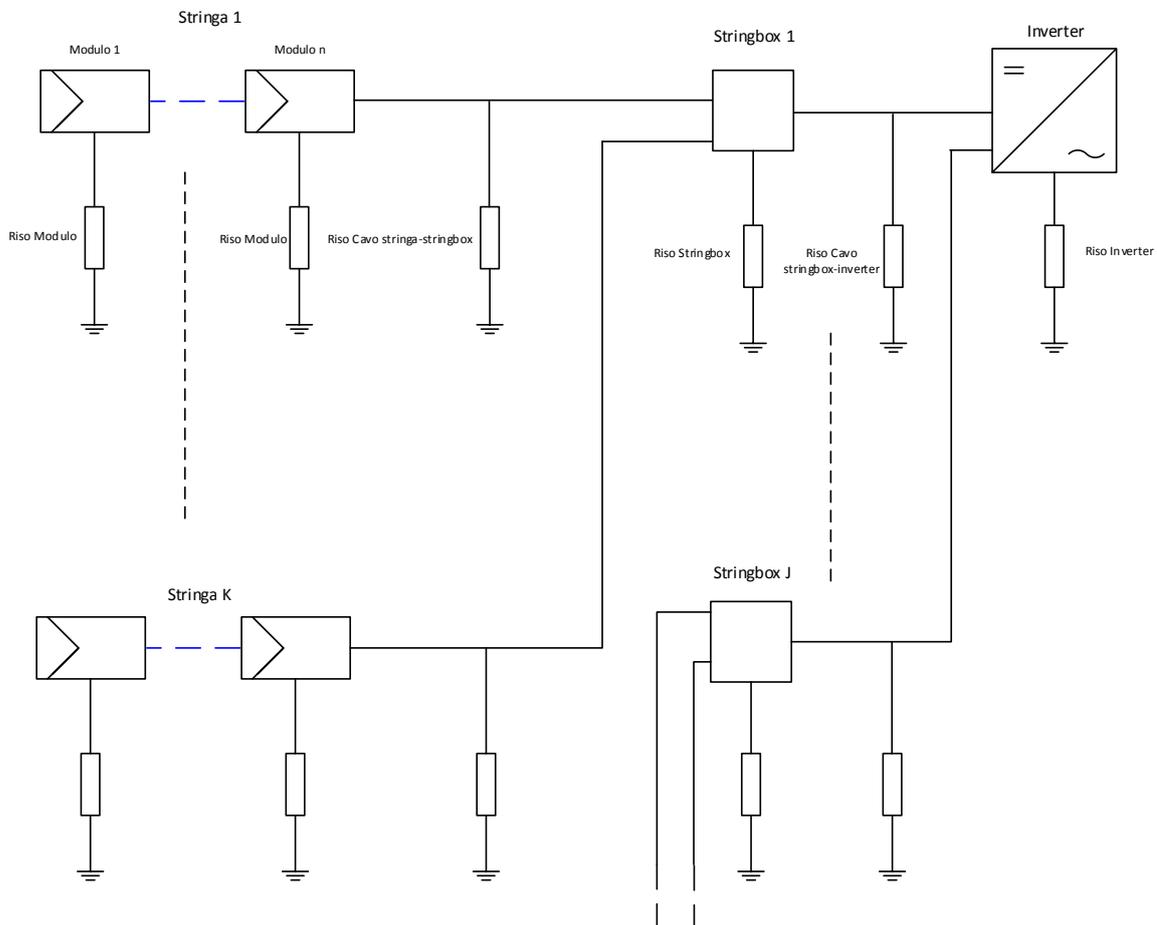
Ipotizzando che tutti i moduli abbiano la stessa resistenza di isolamento, la resistenza di isolamento di una stringa “k”, composta da “n” moduli è pari a:

$$R_{iso \text{ stringa } k} = \frac{R_{iso \text{ modulo}}}{n} \quad (5.1)$$

Per poter calcolare la resistenza di isolamento totale misurata dall'inverter, è necessario tenere conto anche della resistenza di isolamento dei cavi, string-box ed inverter stesso, come mostrato in Figura 5.7 e nello studio di SMA riguardante l'argomento [24].

La formula (5.1) è di prima approssimazione, poiché nella realtà le resistenze di isolamento anche tra componenti dello stesso tipo non sono esattamente uguali.

Quasi sempre, è stato dimostrato che la resistenza di isolamento dominante (inferiore) non è quella dei moduli, ma è quella dell'inverter, vedi [25], [26]. Inoltre negli studi citati è messa in evidenza la dipendenza del valore della resistenza di isolamento al variare di parametri ambientali, quali la temperatura, l'ora del giorno e l'umidità.



**Figura 5.7:** Schema di principio collegamenti resistenze di isolamento per un impianto centralizzato su larga scala.

Riguardo lo studio in oggetto della tesi, confrontando il sottocampo “Caso Base” ed “Tipo 1”, nel secondo scenario si ha un maggiore numero di pannelli per stringa, pertanto  $R_{iso\ stringa}$  diminuisce. Sarà quindi importante per i nuovi impianti, riuscire a mantenere la resistenza di isolamento di stringa al di sopra dei limiti previste delle norme.

#### **5.4 Prove di isolamento previste dalla norma CEI EN 61215 su moduli fotovoltaici.**

Le prove sono state condotte nel laboratorio elettrico dell'Enel Lab di Catania. Il laboratorio possiede la certificazione di ACCREDIA per alcuni test previsti dalla norma *CEI EN 61215*.

I moduli in prova sono prodotti da Risen Solar Technology, modello RSM72-6-320P, montati anche sull'impianto in Perù oggetto dello studio.

##### **5.4.1 Condizioni di prova**

La norma *CEI 61215* prescrive che l'umidità relativa dell'ambiente di prova non sia superiore al 75%.

Per quel che concerne la temperatura dell'ambiente devono essere rispettate le condizioni specificate all'interno della *CEI EN 60068-1*, ovvero la temperatura deve essere compresa tra i 15 °C ed i 35 °C.

Al fine di migliorare i risultati, nel rispetto dei limiti delle norme, si esegue una procedura più restrittiva al fine di migliorare la ripetibilità della prova. Pertanto la prova è stata eseguita nel laboratorio elettrico stabilizzato termicamente ed igrometricamente per 72 ore alle condizioni indicate:

- Moduli e strumenti stabilizzati termicamente ed igrometricamente alle condizioni dell'ambiente di prova.
- Temperatura del laboratorio compresa tra i 20°C ed i 27 °C
- Umidità relativa compresa tra il 30% ed il 60%.

Affinché la prova sia valida è necessario che durante la prova, la temperatura e l'umidità relativa siano mantenute nei seguenti limiti:  $\Delta T = \pm 1^\circ\text{C}$  e  $\Delta UR = \pm 3.0$  punti percentuali di UR. Lo schema elettrico semplificato della prova è mostrato in Figura 5.8.

#### 5.4.2 *Strumentazione utilizzata*

Gli strumenti utilizzati per la prova sono un termo-igrometro da interno ed un megaohmetro. Di seguito vi sono le principali caratteristiche degli strumenti.

- Insulation tester with current limitation – Megaohmetro
  - Costruttore: Fluke
  - Modello: 1555
  - Tensione di prova programmabile: 250 V ÷ 10 kV
  - Misure di resistenza da 200 k $\Omega$  ÷ 2 T $\Omega$
  - Modalità rampa: aumento lineare con rapidità di 100 V/s
  - Misurazione corrente di dispersione: 1 nA ÷ 2 mA
  - Precisione strumento:  $\pm 5\%$
- Termoigrometro
  - Costruttore: Escort Logger
  - Modello: 60D32
  - Campi di lavoro: da -40 a +70 °C e da 0 a 100% RH
  - Risoluzioni: 0,1°C e 0,1% RH
  - Precisioni:  $\pm 0,3^\circ\text{C}$  e  $\pm 3\%$  RH

#### 5.5 *Procedura seguita per i test*

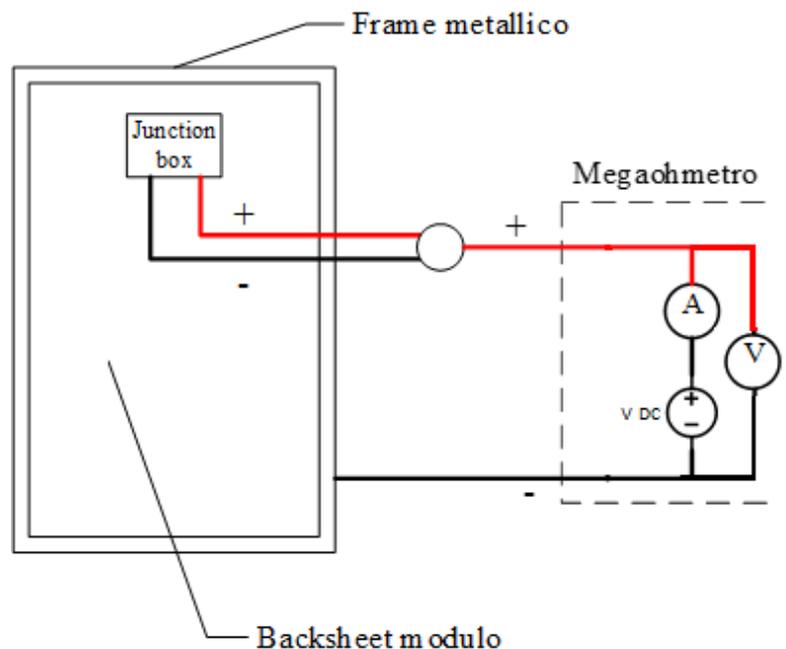
- a) Si colloca il modulo da provare su un tavolo metallico, con la junction-box rivolta verso l'alto, è importante che il telaio del modulo ed il piano di prova siano a contatto, come mostrato in Figura 5.9.
- b) Si collegano i terminali del modulo in cortocircuito al terminale positivo del megaohmetro, il collegamento è mostrato in Figura 5.11. Le parti metalliche esposte del modulo, vengono connesse al terminale negativo del megaohmetro, per mezzo di ampie superfici conduttive, un dettaglio è proposto in Figura 5.10.
- c) Il megaohmetro viene acceso 2 ore prima dell'inizio della prova.
- d) Impostando una tensione massima pari a 1000 V + 2 volte la massima tensione di sistema, si esegue la prima prova. La tensione segue un andamento a rampa, pari a 100 V/s. La tensione raggiunta viene mantenuta per un minuto. Pertanto per i moduli in test, questa prova dura circa un 1min e 40 sec.

- e) La tensione viene ridotta a zero dal megaohmetro e si cortocircuitano i terminali del misuratore di isolamento per scaricare le tensioni residue del modulo. Si annotano i valori di resistenza misurata, temperatura e umidità relativa.
- f) Rimosso il cortocircuito, si riconfigura la connessione come indicato al punto b)
- g) Si imposta una tensione pari alla tensione massima di sistema sul megaohmetro, la tensione segue un andamento a rampa, pari a 100 V/s come in precedenza. La tensione raggiunta viene mantenuta per due minuti. Pertanto per i moduli in test la prova dura circa 2 min e 15 sec.
- h) La tensione viene ridotta a zero dal megaohmetro e si cortocircuitano i terminali del misuratore di isolamento per scaricare le tensioni residue del modulo. Si annotano i valori di resistenza misurata, temperatura e umidità relativa.

Affinché la prova sia valida è necessario gli scostamenti dei valori di temperatura e umidità rientrano nei valori indicati al paragrafo 5.4.1.

Inoltre, affinché la prova si possa ritenere superata, è necessario che le seguenti prescrizioni siano rispettate:

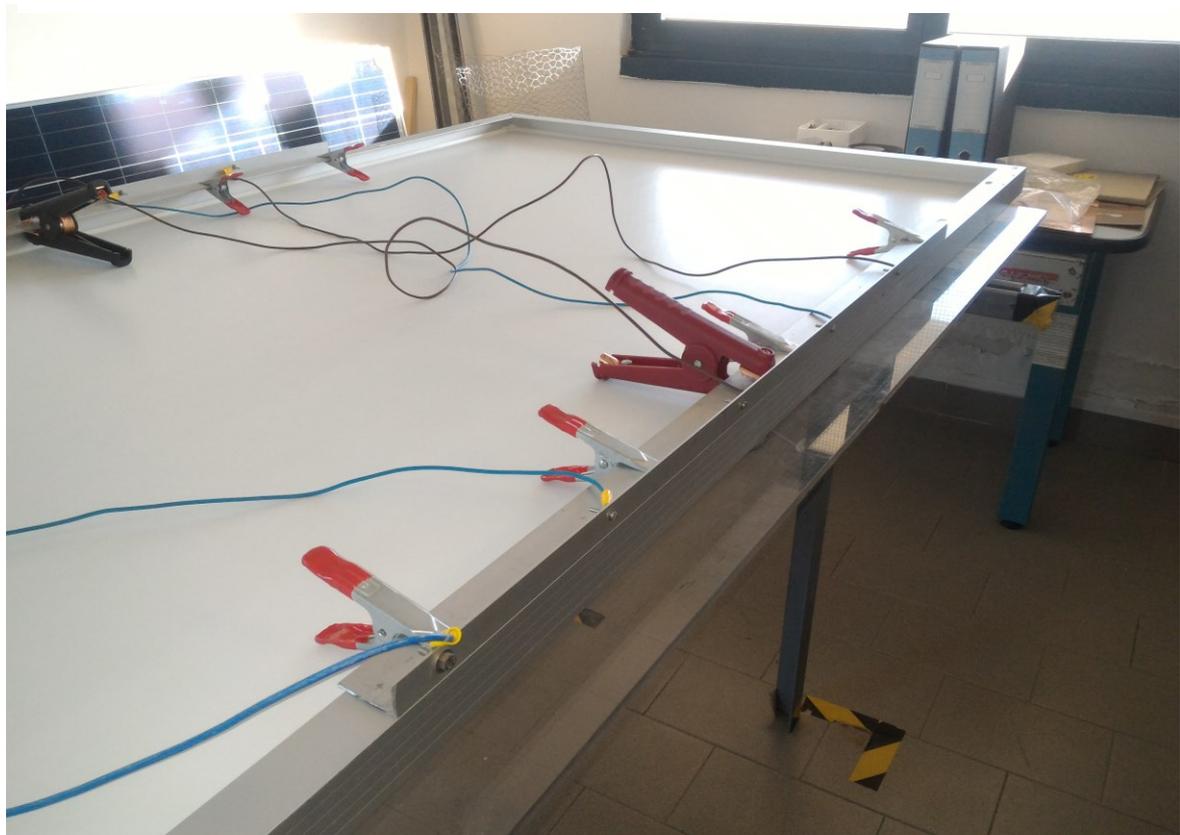
- Nessuna rottura o formazione di solchi superficiali durante le procedure d) ed f)
- Per i moduli con area maggiore di  $0,1 \text{ m}^2$ , come quelli sottoposti al test, è necessario che la misura della resistenza di isolamento non sia inferiore a  $40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ .



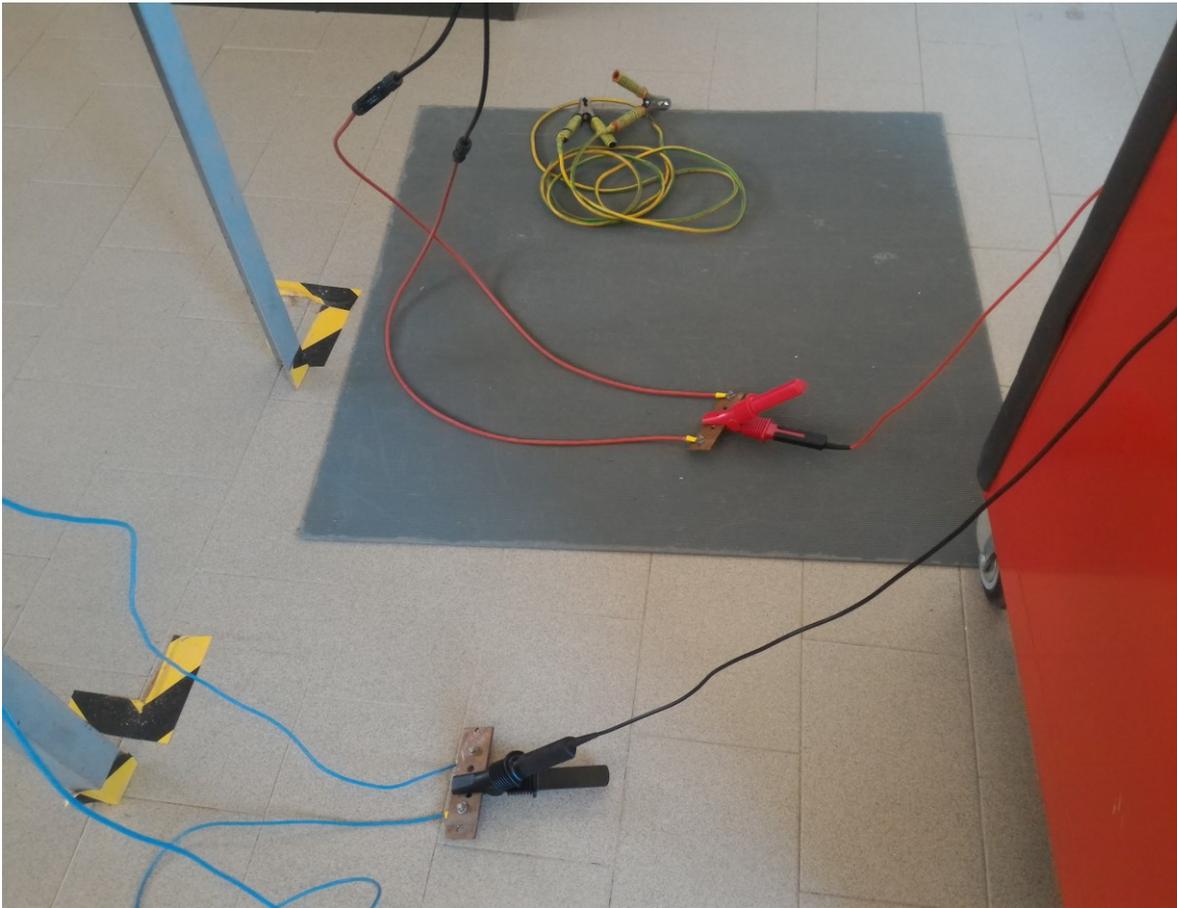
**Figura 5.8:** Schema elettrico concettuale della prova di isolamento del singolo modulo.



**Figura 5.9:** Setup di configurazione, modulo su tavolo metallico con backsheet rivolto verso l'alto.



**Figura 5.10:** Particolare, ampie superfici conduttive connesse al conduttore negativo del megaohmetro.



**Figura 5.11:** Particolare, connessioni al megaohmetro, connettori junction box cortocircuitati e connessi al polo positivo del megaohmetro. Masse metalliche connesse al negativo del megaohmetro.



**Figura 5.12:** Termoigrometro ESCORT utilizzato nelle prove.



**Figura 5.13:** Megaohmetro Fluke 1555 utilizzato nella prova.

### **5.6** *Calcolo dell'incertezza del metodo*

La prova di misura della resistenza di isolamento del modulo, è affetta da incertezza. Le componenti di incertezza “ $U_i$ ” che agiscono su questo parametro sono:

- Incertezza di taratura del megaohmetro, fornito dal certificato di calibrazione dello strumento.
- Incertezza di lettura del megaohmetro, pari al 5%. Per la valutazione dello scarto tipo si utilizza la distribuzione rettangolare, ovvero semi-ampiezza errore di lettura/ $\sqrt{3}$ .
- Incertezza di misura del metro che quantifica larghezza e lunghezza del modulo fotovoltaico, pari a  $\pm 1$  mm su ciascuna dimensione.

Nella Tabella 5.1 sono elencati i valori delle componenti di incertezza “ $U_i$ ”, considerando i moduli fotovoltaici in prova.

<i>Componenti di incertezza <math>U_i</math></i>	
Incertezza di taratura del megaohmetro [%]	0,11
Incertezza di lettura del megaohmetro [%]	2,8893
Incertezza di misura del metro - lunghezza [%]	0,051
Incertezza di misura del metro - larghezza [%]	0,100

**Tabella 5.1:** Componenti di incertezza  $U_i$

L'incertezza estesa è calcolata attraverso tramite la seguente formula:

$$U_e = k * \sqrt{\sum_i U_i^2} \quad (5.6)$$

dove  $U_e$  è l'incertezza estesa,  $k$  è il fattore di copertura ed  $U_i$  è una componente di incertezza. Nel calcolo considerato, è stata considerato un fattore di copertura pari ad 1.

### **5.7 Risultati delle prove di misura della resistenza di isolamento dei moduli**

Le prove sono state condotte nel rispetto di tutte le prescrizioni e la procedura contenute nella norma *CEI EN 61215* ed al capitolo 5.4. Sono stati testati 8 moduli, i quali sono stati precedentemente sottoposti a: preconditionamento, esame a vista e prova di determinazione della massima potenza, quest'ultima condotta al simulatore solare.

Nella Tabella 5.2 sono mostrati i risultati delle prove. Il valore di resistenza di isolamento a 1500 V misurato è elevato per tutti gli 8 moduli, mediamente pari a 67575 M $\Omega$ , inoltre tutti i moduli hanno ampiamente superato il valore minimo di 40 M $\Omega$ \*m<sup>2</sup> prescritto dalla norma. È stata rilevata una variabilità della misura di resistenza di isolamento, tra gli 8 moduli, pari a 8,81%, pari al rapporto tra la deviazione standard dei valori misurati e il valore medio.

I valori misurati sono poi stati usati per un confronto tra il calcolo teorico della resistenza di isolamento di stringa e la misura della stessa.

Utilizzando la formula (5.1) e le resistenze misurate si ottiene una resistenza di isolamento di stringa, composta da 8 moduli, pari a:

$$R_{iso\ stringa\ 8\ moduli} = 8382\ M\Omega$$

Sono proposti i valori di della resistenza di isolamento di stringa per stringhe con 30 e 40 moduli Risen, assumendo come resistenza di isolamento del modulo il valore medio trovato nelle prove, pari a 67575 M $\Omega$ .

$$R_{iso\ stringa\ 30\ moduli} = \frac{67575}{30} M\Omega = 2252\ M\Omega$$

$$R_{iso\ stringa\ 40\ moduli} = \frac{67575}{40} M\Omega = 1689\ M\Omega$$

Pertanto teoricamente, i valori prescritti dalle norme sono ampiamente superati anche collegando 40 moduli in serie.

<b>Prova di isolamento (10.3 CEI EN 61215)</b>					
<b>Caratteristiche modulo</b>					
Nome Fornitore	Modello	Tensione di circuito aperto	Tensione massima di sistema	Area Modulo	Tipologia modulo
Risen	RSM72-6-320P	45,7 V	1500 V	1,94 m <sup>2</sup>	Poli-Si
<b>Prove</b>					
<b>Modulo #1</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,2	Tend [°C]	23,9	126100	2,8940
URstart [%]	43,5	URend[%]	43,9		
Riso [MΩ]	34200	Riso [MΩ]	65000		
<b>Modulo #2</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,3	Tend [°C]	23,6	129398	2,8940
URstart [%]	44,2	URend[%]	43,1		
Riso [MΩ]	35300	Riso [MΩ]	66700		
<b>Modulo #3</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,7	Tend [°C]	24,6	118340	2,8940
URstart [%]	43,6	URend[%]	40,6		
Riso [MΩ]	34800	Riso [MΩ]	61000		
<b>Modulo #4</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,7	Tend [°C]	23	141038	2,8940
URstart [%]	44,1	URend[%]	45,5		
Riso [MΩ]	37600	Riso [MΩ]	72700		
<b>Modulo #5</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	25,5	Tend [°C]	23,3	114072	2,8940
URstart [%]	44,8	URend[%]	42,7		
Riso [MΩ]	34000	Riso [MΩ]	58800		
<b>Modulo #6</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,4	Tend [°C]	23,4	151902	2,8940
URstart [%]	43,6	URend[%]	43,5		
Riso [MΩ]	36400	Riso [MΩ]	78300		
<b>Modulo #7</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,2	Tend [°C]	23,1	138322	2,8940
URstart [%]	45	URend[%]	45,6		
Riso [MΩ]	35400	Riso [MΩ]	71300		
<b>Modulo #8</b>					
I misura		II Misura		Valore Finale Riso [MΩ*m <sup>2</sup> ]	Incertezza di misura [%]
Tstart [°C]	23,1	Tend [°C]	23,1	129592	2,8940
URstart [%]	46,7	URend[%]	46,2		
Riso [MΩ]	35900	Riso [MΩ]	66800		

**Tabella 5.2:** Risultati prova di isolamento su 8 moduli fotovoltaici Risen.

## 5.8 Test di isolamento su una stringa

Il test di isolamento su una stringa è stato eseguito in conformità alle prescrizioni della norma **CEI EN 62446**. Di seguito è riportata la procedura di prova:

*“5.4.7.2 Prova della resistenza di isolamento di una schiera di moduli FV – metodo di prova.*

*La prova dovrebbe essere ripetuta almeno per ciascuna schiera di moduli FV. E' inoltre possibile sottoporre a prova singole stringhe di moduli, se richiesto. Sono possibili due metodi di prova.*

*METODO DI PROVA 1 - Prova tra il polo negativo della schiera di moduli e la terra seguito da una prova tra il polo positivo della schiera di moduli e la terra.*

*METODO DI PROVA 2 – Prova tra la terra e i poli positivo e negativo della schiera di moduli cortocircuitata.*

*Dove la struttura/telaio è collegato alla terra, la connessione alla terra può avvenire a qualsiasi connessione di terra adatta o al telaio della schiera di moduli (dove si utilizza il telaio della schiera di moduli, assicurarsi che vi sia un buon contatto e che vi sia continuità sull'intero telaio metallico).*

*Per sistemi in cui il telaio della schiera di moduli non sia collegato alla terra (per es. dove c'è una installazione di classe II) il tecnico incaricato dell'accettazione può scegliere di effettuare due prove: a) tra i cavi della schiera di moduli e la terra e una prova supplementare b) tra i cavi della schiera di moduli e il telaio.*

### 5.4.7.3 Resistenza di isolamento di una schiera di moduli FV – procedura di prova

*Prima di cominciare la prova: limitare l'accesso al personale non autorizzato, isolare la schiera di moduli FV dall'inverter (solitamente al sezionatore della schiera di moduli); e scollegare ogni parte dell'apparecchiatura che potrebbe avere un impatto sulla misura dell'isolamento (cioè protezione contro le sovratensioni) nelle scatole di giunzione o di combinazione.*

*Dove viene usata una scatola di interruzione del cortocircuito per effettuare prove secondo il metodo 2, i cavi della schiera di moduli dovrebbero essere collegati in modo sicuro nel dispositivo di cortocircuito prima che l'interruttore di cortocircuito sia attivato.*

*Il dispositivo della prova di resistenza di isolamento deve essere collegato tra la terra e il(i) cavo(i) della schiera di moduli nel modo appropriato secondo il metodo di prova adottato. I conduttori di prova dovrebbero essere resi sicuri prima di effettuare la prova. Seguire le istruzioni relative al dispositivo di prova di resistenza di isolamento per assicurare che la tensione di prova sia conforme alla Tab. 1 e alle letture in MΩ. La resistenza di isolamento, misurata con la tensione di prova indicata nella Tab. 1, è soddisfacente se ciascun circuito ha una resistenza di isolamento non inferiore al valore appropriato indicato nella Tab. 1. Assicurarsi che il sistema sia messo fuori tensione prima di rimuovere i cavi di prova o di toccare qualsiasi parte conduttrice.”*

La norma, riporta come valore minimo di resistenza di isolamento un valore di 1 MΩ ed una tensione di prova pari a 1000 V. Purtroppo questa norma, anche nell'ultima revisione del 2016, risulta non allineata con lo standard attuale di 1500 V. Inoltre non indica quali debbano essere le condizioni al contorno della prova stessa, ora del giorno, umidità, temperatura e altro. Di seguito sono riportate le foto di realizzazione della stringa, i risultati delle prove e i relativi commenti.



**Figura 5.14:** Struttura fissa adattabile per montaggio moduli.



**Figura 5.15:** Montaggio degli 8 moduli Risen.



**Figura 5.16:** Connessione serie degli 8 moduli.



**Figura 5.17:** Prove in notturna con doppia strumentazione.

Per le prove è stato adottato il METODO DI PROVA 1 proposto nella norma *CEI EN 62446*, al fine di avere una misura attendibile sono stati utilizzati due megaohmetri di produttori differenti, di seguito le caratteristiche principali. Inoltre, quando si adotta questa procedura è il valore di resistenza di isolamento della stringa è pari al parallelo della resistenza misurata tra il polo negativo - terra ed il polo positivo - terra.

- Insulation tester with current limitation – Megaohmetro
  - Costruttore: Fluke
  - Modello: 1555
  - Tensione di prova programmabile: 250 V ÷ 10 kV
  - Misure di resistenza da 200 kΩ ÷ 2 TΩ
  - Modalità rampa: aumento lineare con rapidità di 100 V/s
  - Misurazione corrente di dispersione: 1 nA ÷ 2 mA
  - Precisione strumento: ±5%
- Insulation tester with current limitation – Megaohmetro
  - Costruttore: Chauvin Arnoux
  - Modello: 6550
  - Tensione di prova programmabile: 40 V ÷ 10 kV
  - Misure di resistenza da 10 kΩ ÷ 25 TΩ
  - Modalità rampa: aumento lineare con rapidità di 100 V/s (impostabile)
  - Misurazione corrente di dispersione: 0 ÷ 8 mA
  - Precisione strumento: ±5%

Alla Tabella 5.3 sono riportati i risultati delle prove.

Strumento	Fluke	C.A 6550
Resistenza misurata [MΩ] a 1000 V		
Negativo e terra	17500	18750
Positivo e terra	18000	17620
<b>Valore finale</b>	<b>8873</b>	<b>9084</b>
Resistenza misurata [MΩ] a 1500 V		
Negativo e terra	14900	16450
Positivo e terra	14100	15890
<b>Valore finale</b>	<b>7244</b>	<b>8083</b>
<b>Incertezza</b>	2.8936%	

**Tabella 5.3:** Risultati misure della resistenza di isolamento di 8 moduli Risen.

Al fine di eliminare la variabilità dovuta all'irraggiamento ed al fine di riportare la prova alle condizioni più vicine a quelle della prova 10.3 della norma *CEI EN 61215*, le prove sono state condotte in notturna senza alcuna illuminazione esterna.

#### 5.8.1 Confronto con i valori teorici

Al paragrafo 5.7 è stato calcolato il valore teorico della resistenza di isolamento della stringa da 8 moduli, considerando che le resistenze siano connesse in parallelo:

$$R_{iso \text{ stringa } 8 \text{ moduli teorico}} = 8382 \text{ M}\Omega$$

I valori misurati, della resistenza di isolamento della stringa costituita dagli 8 moduli, in notturna hanno un valore pari a:

$$R_{iso \text{ stringa } 8 \text{ moduli misure nott.}} = 7244 \text{ M}\Omega \div 8083 \text{ M}\Omega$$

Dai risultati ottenuti, si conclude che la formula (5.1) è validata sperimentalmente.

Concludendo, in tutte le prove sono stati misurati valori ampiamente superiori ad 1 M $\Omega$  indicato dalla normativa *CEI EN 62446*. I valori misurati suggeriscono, che anche collegando 40 moduli in serie, i valori della resistenza di isolamento sono ampiamente maggiori a quelli prescritti dalle normative, pertanto non si prevedono problemi di isolamento per gli impianti oggetto dell'analisi tecnica.

## 6 Conclusioni

Nello scenario odierno, con il costo dell'energia in forte riduzione, la ricerca di nuove soluzioni tecniche per i sistemi fotovoltaici è di assoluta importanza, affinché questa tecnologia sia ancora più competitiva.

Lo spirito della tesi è pionieristico, poiché si tratta di uno dei primi studi al mondo sulle potenzialità competitive di sistemi fotovoltaici con tensione di sistema superiore a 1500 V. Infatti l'approfondimento dello stato dell'arte in ambito accademico ha evidenziato la quasi totale assenza di studi riguardanti l'argomento in questione.

Nel corso del mese di novembre 2017 l'impianto in Perù oggetto dell'analisi tecnica, è entrato in esercizio ed è il primo impianto a 1500 V in funzione di Enel Green Power. Pertanto la proposta innovativa di questa tesi rappresenta una sfida sotto l'aspetto normativo e tecnico.

È stato essenziale identificare il contesto normativo, individuando tutti gli standard coinvolti in ambito nazionale ed internazionale. Le evidenze riportate suggeriscono come necessario, un intervento a livello normativo per sanare alcune lacune relative alla componentistica di impianto. In particolare ad oggi i principali ostacoli normativi riguardano:

- Moduli PV: per le junction-box e connettori ad innesto rapido, la massima tensione di sistema consentita è pari a 1500 V.
- String-box e protezioni: è stata identificata una lacuna normativa riguardo i quadri e protezioni media tensione d.c. per applicazioni *general purpose*. Il comitato tecnico TC 17 dell'IEC ha iniziato l'iter di redazione della norme mancanti nello scorso agosto, con la prima chiamata per gli esperti del settore.
- Inverter: Nel luglio 2018 è prevista l'uscita dello standard *IEC 62477-2* dedicato al design di inverter con tensione fino a 52 kV d.c. Riguardo le protezioni dell'inverter, il problema normativo rimane ed è rimandato al comitato tecnico TC 17.
- Progettazione: è stata evidenziata una lacuna riguardante il design dell'impianto di terra, infatti non esiste uno standard a livello europeo riguardante l'impianto di terra di un impianto a media tensione d.c. L'intervento normativo è di competenza del TC 99X del CENELEC.

È stata svolta un'analisi tecnica con l'obiettivo di fornire gli elementi utili per la valutazione della convenienza, economica e tecnica, dell'adozione della tecnologia proposta. Al fine del superamento della tensione di 1500 V d.c. sono state identificate tre soluzioni, proposte al capitolo 2. Queste soluzioni sono state oggetto di confronto con i partner di EGP attraverso una serie di riunioni tecniche, al fine di comprendere tutte le problematiche coinvolte e di ricevere indicazioni utili dagli esperti nel settore. Al fine di ottenere un'analisi realistica, è stato considerato come riferimento per lo studio un impianto fotovoltaico esistente, in Perù, della potenza a.c. pari a 144,5 MW.

Come detto in precedenza, questo impianto rappresenta già l'avanguardia degli impianti fotovoltaici. Pertanto, il confronto è molto avvincente e soprattutto di alto valore indicativo per il futuro. Il confronto ha riguardato le perdite di potenza nella parte dell'impianto in corrente continua, le quantità di cavi e componenti per MW installato. Sono stati realizzati 6 nuovi scenari e confrontati con l'attuale configurazione. La soluzione migliore presenta:

- Una riduzione del 25% di string-box e tracker per MW installato
- Una riduzione della lunghezza dei cavi "specificata" di circa 20%

- Un incremento della producibilità di impianto dello 0,2%

Di conseguenza i vantaggi della proposta avanzata dalla presente tesi sono ingenti. Inoltre è stata realizzata la progettazione completa dell'impianto di Rubì con tensione nominale pari a 2 kV, con il migliore scenario identificato nella soluzione tecnica. Sono proposte in appendice le tavole del layout generale, schemi unifilari di bassa e media tensione dell'impianto.

Infine è stata condotta un'analisi sperimentale presso l'Enel Innovation Lab di Catania. È stata approfondita la tematica riguardante la resistenza di isolamento dei moduli e dell'impianto d.c., al fine di comprendere in che misura la soluzione tecnica proposta impatti su questa grandezza. L'approccio è identico a quello dell'argomento principale, è stata approfondita la tematica della resistenza di isolamento in ambito teorico ed accademico e successivamente in ambito normativo. A valle di questi studi è stata realizzata la prova di isolamento su moduli Risen, secondo la norma *CEI EN 61215*. Successivamente è stata svolta la misura della resistenza di isolamento di una stringa composta da 8 moduli, al fine della validazione della formulazione teorica proposta al paragrafo 5.7 ed alla verifica della rispetto delle norme, in materia di isolamento, dei nuovi impianti studiati.

## 7 Bibliografia

- [1] G. C. Hegerl *et al.*, “Understanding and Attributing Climate Change. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,” *Cambridge Univ. Press*, vol. 80, no. 3–4, pp. 213–238, 2007.
- [2] P. Sands, “The United Nations Framework Convention on Climate Change,” *Rev. Eur. Community Int. Environ. Law*, vol. 1, no. 3, pp. 270–277, 1992.
- [3] C. Chou and C. A. Chen, “Depth of convection and the weakening of tropical circulation in Global Warming,” *J. Clim.*, vol. 23, no. 11, pp. 3019–3030, 2010.
- [4] A. Lauer, K. Hamilton, Y. Wang, V. T. J. Phillips, and R. Bennartz, “The impact of global warming on marine boundary layer clouds over the eastern Pacific-A regional model study,” *J. Clim.*, vol. 23, no. 21, pp. 5844–5863, 2010.
- [5] F. Giorgi *et al.*, “Higher hydroclimatic intensity with global warming,” *J. Clim.*, vol. 24, no. 20, pp. 5309–5324, 2011.
- [6] European Photovoltaic Association, “Global Market Outlook,” p. 58, 2017.
- [7] GSE, “Solare Fotovoltaico - Rapporto Statistico 2016,” 2016.
- [8] A. Utilizing *et al.*, “Performance of Medium-Voltage DC-Bus PV System,” vol. 6, no. 2, pp. 464–473, 2015.
- [9] H. Choi, “Large-Scale PV System based on the Multiphase Isolated DC / DC converter,” pp. 801–807, 2012.
- [10] H. Choi, “High Gain DC / DC Converter for the Grid Integration of Large-Scale PV Systems,” vol. 2, pp. 1011–1016, 2012.
- [11] D. Bosich, A. Vicenzutti, R. Pelaschiar, R. Menis, and G. Sulligoi, “Toward the future: The MVDC large ship research program,” *2015 AEIT Int. Annu. Conf. AEIT 2015*, 2015.
- [12] D. Bosich, “MEDIUM VOLTAGE DC INTEGRATED POWER SYSTEMS,” Università degli Studi di Padova, 2014.
- [13] U. Javaid, D. Dujic, and W. Van Der Merwe, “MVDC marine electrical distribution: Are we ready?,” *IECON 2015 - 41st Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc.*, pp. 823–828, 2015.
- [14] A. Shekhar, L. Ramirez-Elizondo, and P. Bauer, “DC microgrid islands on ships,” *2017 IEEE Second Int. Conf. DC Microgrids*, no. August, pp. 111–118, 2017.
- [15] R. E. Hebner *et al.*, “Electric Cables in Ships and Cities-Can Higher dc Voltage be Imposed as Compared to ac ? Electric Cables in Ships and Cities - Can Higher dc Voltage be Imposed as Compared to ac ?”, pp. 18–20, May 2017.
- [16] IEEE Std. 1709-2010, *IEEE Recommended Practice for 1 kV to 35 kV Medium-Voltage DC Power Systems on Ships*, November 2010.
- [17] G. Bathurst, G. Hwang, and L. Tejwani, “MVDC - The New Technology for Distribution Networks,” *11th IET Int. Conf. AC DC Power Transm.*, 2015.
- [18] T. T. Nguyen, H. J. Yoo, and H. M. Kim, “A comparison study of MVDC and MVAC for deployment of distributed wind generations,” *IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol. ICSET*, pp. 138–141, 2017.
- [19] A. Shekhar, E. Kontos, L. Ramirez-Elizondo, A. Rodrigo-Mor, and P. Bauer, “Grid capacity and efficiency enhancement by operating medium voltage AC cables as DC links with modular multilevel converters,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 93, pp. 479–493, 2017.
- [20] Y. Chen, S. Zhao, Z. Li, X. Wei, and Y. Kang, “Modeling and Control of the Isolated DC-DC Modular Multilevel Converter for Electric Ship Medium Voltage Direct Current

- (MVDC) Power System,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, pp. 124–139, 2016.
- [21] Y. Lee, G. Vakil, R. Feldman, A. Goodman, and P. Wheeler, “Design Optimization of a High-Power Transformer for Three-Phase Dual Active Bridge DC-DC Converter for MVDC Grids,” pp. 1–6.
- [22] A. Korompili, A. Sadu, F. Ponci, and A. Monti, “Flexible Electric Networks of the Future: Project on Control and Automation in MVDC grids,” *Int. ETG Congr. 2015. Novemb. 17-18, Bonn*, pp. 556–563, 2015.
- [23] F. Mura and R. W. De Doncker, “Preparation of a Medium-Voltage DC Grid Demonstration Project,” in *E.ON Energy Research Center Series, First.*, vol. 4, no. 1, Aachen, Germany: RWTH AACHEN University, 2012, pp. 1–32.
- [24] SOLAR SMA AG, “Resistenza di isolamento ( R iso ) di impianti fotovoltaici non isolati elettricamente,” 2010.
- [25] J. Flicker and J. Johnson, “Photovoltaic ground fault detection recommendations for array safety and operation,” *Sol. Energy*, vol. 140, pp. 34–50, 2016.
- [26] J. Flicker, J. Johnson, M. Albers, and G. Ball, “Recommendations for CSM and Riso ground fault detector trip thresholds,” *2014 IEEE 40th Photovolt. Spec. Conf. PVSC 2014*, pp. 3391–3397, 2014.
- [27] IEEE Std. 1709-2010, *IEEE Recommended Practice for 1 kV to 35 kV Medium-Voltage DC Power Systems on Ships*, November 2010.

