

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Potenza nominale dell'impianto

- La potenza nominale dei pannelli è valutata in condizioni standard (Standard Test Conditions, STC):
 - Irraggiamento di 1.000 W/m² (direzione ortogonale al pannello)
 - Temperatura di cella 25°C
 - Air Mass 1,5
- La **potenza nominale di un impianto fotovoltaico** è normativamente definita come la somma della potenza nominale dei pannelli che lo compongono
 - Nessun altro parametro dell'impianto concorre alla definizione del valore di potenza nominale (definizione normativa)
 - Non c'è legame diretto tra la potenza nominale dell'impianto e la massima potenza erogabile (le condizioni STC sono abbastanza irrealistiche, perlomeno nel contesto IT)
 - La maggior parte degli elementi di valutazione (modalità di autorizzazione, accesso alle incentivazioni, procedura di connessione, ecc.) si basano sulla potenza nominale in quanto elemento oggettivo di comparazione

$$\sum_{j=1}^{N_{inv}} \sum_{i=1}^{TOT_j} P_{n,i}$$

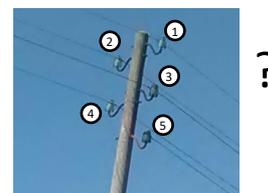
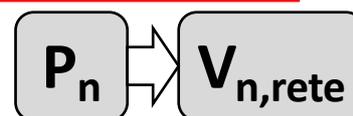
$$TOT_j = N_j M_j$$

63

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Tensione nominale della rete nel punto di connessione

- La rete pubblica cui connettere l'impianto dipende dalla sua potenza nominale:
 - Rete BT, connessione monofase** (tensione nominale 230 V): impianti di generazione di potenza solitamente inferiore a 6 kW
 - Rete BT, connessione trifase** (tensione nominale 400 V): impianti di potenza compresa tra 6 e 100 kW
 - Possibile estensione fino a 200 kW in alcune condizioni specifiche (es. connessione con linea dedicata dalla cabina secondaria)
 - Limite di sbilanciamento tra fasi della generazione <6 kWp
 - Esempio: un impianto da 20 kWp non può essere realizzato con 2 inverter monofase da 10 kW, ma si può realizzare con 4 inverter da 5 kW collegati come (2x5 – 5 – 5) kW
 - Rete MT, connessione trifase** (tensione nominale 20 kV): impianti con potenza compresa tra 0,1 e 10 MW
 - Rete AT, connessione trifase**: impianti di potenza >10 MW



64

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

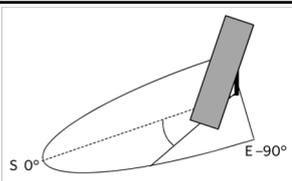
Orientazione e inclinazione dei pannelli

- Le scelte in merito al posizionamento delle superfici fotovoltaiche hanno una diretta conseguenza
 - Sulla potenza installabile (al fine di evitare ombreggiamenti sistemati)
 - Sulla produttività

ANGOLO DI ORIENTAZIONE

Angolo γ tra la normale alla superficie del modulo e la direzione Nord-Sud, valutato su piano orizzontale.

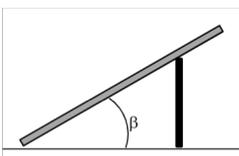
Per convenzione, γ è nullo quando la superficie del modulo è orientata verso sud e pari a -90° in caso di orientamento verso est



ANGOLO DI ORIENTAMENTO (O DI TILT)

Inclinazione β della superficie del pannello fotovoltaico rispetto alla superficie orizzontale.

L'angolo β può variare tra 0° (installazione piana) e 90° (installazione verticale)



- L'angolo di tilt ottimale dipende sostanzialmente dalla latitudine (\rightarrow altezza delle traiettorie solari)
- Muovendosi verso l'equatore, si riduce l'angolo di inclinazione ottimale (radiazione maggiormente allineata allo Zenith)

65

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Orientazione e inclinazione dei pannelli

- Le scelte in merito al posizionamento delle superfici fotovoltaiche hanno una diretta conseguenza
 - Sulla potenza installabile (al fine di evitare ombreggiamenti sistemati)
 - Sulla produttività

- Pannelli inclinati dell'angolo ottimale di esposizione per massimizzare la produttività unitaria annua
- Filari distanziati per evitare fenomeni di ombreggiamento sistematico



- Progettazione finalizzata alla massimizzazione della potenza installata, a leggero scapito della produttività attesa
- Angolo di inclinazione inferiore al valore ottimale
- Possibili avvicinare i filari (riduzione del passo tra i filari)
- Aumenta la potenza installata per unità di superficie

66

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Stima della producibilità conseguibile

- **Portale PVGIS** (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) → Ampiamente accettato nel mondo finanziario/bancario

DATI DI INPUT (parte 1)

- Coordinate geografiche del sito (lat/long o indirizzo)
- Tipo di database di radiazione solare da utilizzare (Climate-SAF è il più recente)
- Tecnologia fotovoltaica → Coefficienti tipici di temperatura e riflessione
- Potenza nominale dell'impianto ("1 kWp" per calcolare parametri unitari)
- Stima delle perdite di impianto (es. ombreggiamento, perdite Ohmiche, rendimento inverter, mismatching, indisponibilità della rete, ecc.)
 - Le perdite per ombreggiamento sistematico possono essere molto elevate qualora si applichino criteri di progettazione poco accurati
 - Le perdite termiche e per riflessione vengono già elaborate dal portale
- Modalità di ancoraggio delle pannellature fotovoltaiche → Influenza sulla temperatura di funzionamento dei pannelli (70-80°C) → Perdite termiche
 - Installazioni integrate consentono una minore dissipazione del calore → Maggiori perdite termiche

67

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Stima della producibilità conseguibile

- **Portale PVGIS** (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) → Ampiamente accettato nel mondo finanziario/bancario

DATI DI INPUT (parte 2)

- Disposizione dei pannelli fotovoltaici: orientazione e inclinazione
 - Il database può elaborare automaticamente le condizioni di esposizione ottimali per il sito
- È possibile caratterizzare anche sistemi a inseguimento (monoassiale o biassiale)
 - Impianto fisso
 - Impianto a inseguimento monoassiale (realisticamente +15-22%)
 - Ad asse di rotazione orizzontale
 - Ad asse di orientazione inclinato
 - Impianti a inseguimento biassiale
 - Max producibilità unitaria dell'impianto (fino a +35%)
 - Maggiore complessità strutturale ed estensione spaziale dell'impianto
 - Maggiori costi di installazione e manutenzione



68

Stima della producibilità conseguibile

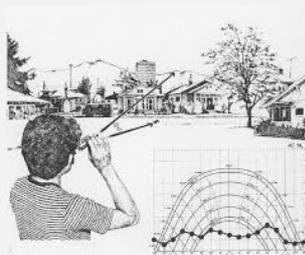
- **Portale PVGIS** (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) → Ampiamente accettato nel mondo finanziario/bancario

DATI DI INPUT (parte 3)

- Profilo clinometrico delle ombre sull'orizzonte, se disponibile (rilevato in sito)

- Tipologia di output richiesti

- Analisi annuale
- Analisi su base mensile
- Analisi giornaliera
- Stima preliminare di un sistema in isola con accumulo



- Impianti a inseguimento biassiale

- Max producibilità unitaria dell'impianto (fino a +35%)
- Maggiore complessità strutturale ed estensione spaziale dell'impianto
- Maggiori costi di installazione e manutenzione

69

Influenza di una esposizione non ottimale sulla producibilità

Condizione di esposizione ottimale per un impianto fisso a Padova

Orientation/Tilt	0°	15°	36°	45°	60°	90°
South	-14.2%	-4.7%	0%	-1.2%	-6.5%	-33.1%
SE-SW	-14.2%	-7.7%	-5.3%	-7.1%	-13.0%	-36.1%
East-West	-14.2%	-15.4%	-20.1%	-23.1%	-30.2%	-50.1%
NE-NW	-14.2%	-23.7%	-37.9%	-44.0%	-53.3%	-70.1%
North	-14.2%	-27.2%	-43.4%	-54.4%	-66.7%	-81.7%

Elaborazione risultati PVGIS riferiti a Padova

Fig. 5.2 Perdita di producibilità unitaria di un impianto in funzione della disposizione dei pannelli fotovoltaici (orientazione e inclinazione, con riferimento ad un sito a Padova).

La disposizione orizzontale dei pannelli massimizza la potenza installabile in caso di copertura piana o terreno orizzontale

Perdita di producibilità di circa il 14%

Nelle installazioni civili e industriali in aree non montate, sono frequenti le coperture con angolo di inclinazione 15°

Perdita di producibilità intorno al 15% in caso di falde Est/Ovest

Perdita di producibilità inferiore a 5% se i pannelli sono orientati verso Sud

70

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Influenza di una esposizione non ottimale sulla producibilità

Condizione di esposizione ottimale per un impianto fisso a Padova

Orientation/Tilt	0°	15°	36°	45°	60°	90°
South	-14.2%	-4.7%	0%	-1.2%	-6.5%	-33.1%
SE-SW	-14.2%	-7.7%	-5.3%	-7.1%	-13.0%	-36.1%
East-West	-14.2%	-15.4%	-20.1%	-23.1%	-30.2%	-50.1%
NE-NW	-14.2%	-23.7%	-37.9%	-44.0%	-53.3%	-70.1%
North	-14.2%	-27.2%	-46.4%	-54.4%	-66.7%	-81.7%

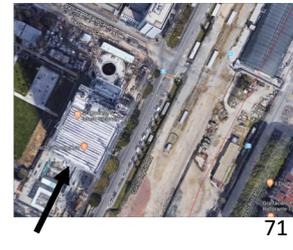
► Tabella 5.2. Perdita di producibilità unitaria di un impianto in funzione della disposizione dei pannelli fotovoltaici (orientazione e inclinazione, con riferimento ad un sito a Padova).



La disposizione verticale è ancora accettabile in caso di orientazione di +/- 45° rispetto alla direzione Sud

Perdita di producibilità di circa il 1/3

Viene privilegiata la produzione invernale (radiazione solare bassa sull'orizzonte)



71

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Ombreggiamenti sistematici

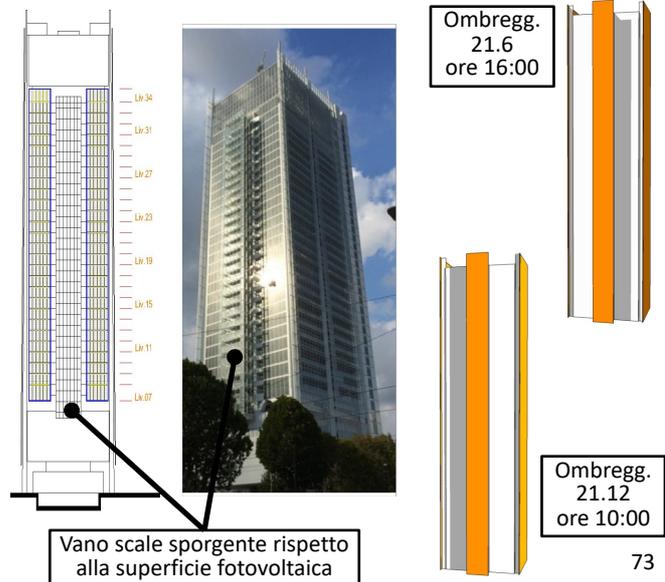
- Lo studio degli ombreggiamenti che possono affliggere l'impianto fotovoltaico è imprescindibile nella definizione del layout definitivo di impianto
 - Disposizione dei pannelli (anche in relazione alla stringatura interna dei pannelli e al collegamento dei diodi di by-pass)
 - Modalità di formazione delle stringhe
- L'ombreggiamento comporta delle importanti disomogeneità di funzionamento tra celle e pannelli adiacenti
 - Aumento delle **perdite per mismatching**. In caso di ombreggiamento:
 - Celle/pannelli con corrente di cortocircuito effettiva diversa sono connesse in serie
 - Stringhe di pannelli con diverso valore effettivo di tensione ottimale di lavoro sono connesse in parallelo
- L'attivazione di un diodo di by-pass avviene quando anche solo una delle celle sottese a un diodo è ombreggiata (ogni diodo di by-pass può essere abbinato alla serie di 20-24 celle)
 - **La perdita di producibilità è più che lineare con la superficie fotovoltaica ombreggiata**
 - L'attivazione frequente dei diodi di by-pass comporta il loro invecchiamento precoce
 - Problema difficilmente rilevabile e non sempre risolvibile agevolmente

72

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Ombreggiamenti sistematici

- Le cause di ombreggiamento possono essere
 - Esterne**
 - Oggetti esterni all'impianto (es. altri edifici, vegetazione, orografia, ecc.) comportano la parziale copertura dell'impianto in alcune circostanze (stagioni, ore del giorno)
 - Tali aspetti possono essere rilevati in sito e implementati all'interno del calcolo di stima della producibilità unitaria (profilo clinometrico degli ostacoli adiacenti)

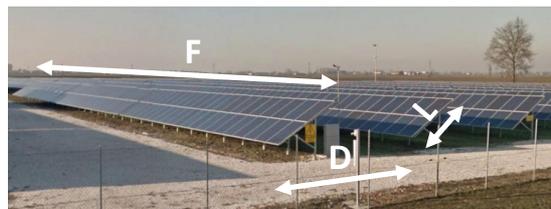


73

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Ombreggiamenti sistematici

- Le cause di ombreggiamento possono essere
 - Interne**
 - Ombreggiamenti causati da altre componenti dell'impianto
 - Possono essere azzerati o ridotti con una accurata progettazione (eventualmente a discapito della potenza massima installabile a parità di superficie orizzontale disponibile)
 - Guida tecnica CEI 82-25** → Evitare ombreggiamenti sistematici alle ore 12.00 del solstizio d'inverno (21.12)
 - Raccomandazione riferita a un impianto fotovoltaico orientato a sud, con pannelli disposti su più filari paralleli lunghi F e distanziati del passo D
 - Preferibile evitare ombreggiamenti dalle 10.00 alle 14.00 dello stesso giorno

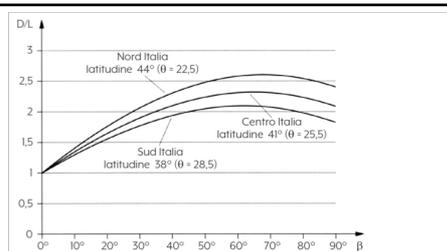
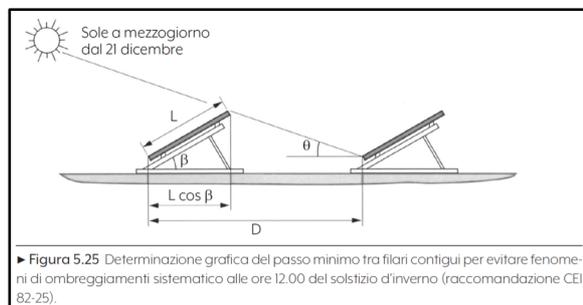


74

Ombreggiamenti sistemati

- Le cause di ombreggiamento possono essere
 - Interne**
 - Si rispetta la condizione minima se

$$D = L \sin \beta \tan^{-1}(\theta) + L \cos \beta$$
 - È possibile ottenere il **rapporto D/L** per ogni località di installazione, da cui dipende l'altezza solare alle 12:00 del 21.12 (θ)
 - Moltiplicando per la lunghezza del filare F, si vede come D/L sia pari al **rapporto tra area orizzontale impiegata e superficie fotovoltaica**
 - 1,7-2,1 in Italia all'angolo di tilt ottimale
 - Valori inferiori per angoli di tilt più bassi (se $\beta \downarrow$, la superficie orizzontale richiesta da un impianto si riduce)



75

Ombreggiamenti sistemati

- Le cause di ombreggiamento possono essere
 - Interne**
 - Ingombro su superficie orizzontale di un impianto fotovoltaico, in funzione di
 - Tecnologia di conversione (rendimento)
 - Tipo di impianto (su unica falda o con pannelli disposti su più filari)

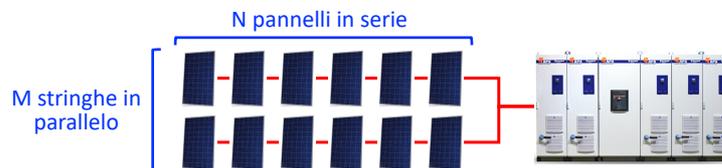
	Rendimento di pannello	Impianti su falda $S_{orizz}/S_{FV} = 1$	Impianti di grandi dimensioni su più filari $S_{orizz}/S_{FV} = D/L$
Silicio monocristallino ad alto rendimento	fino al 22%	4,5 – 5 m ² /kWp	10 – 12 m ² /kWp
Silicio policristallino	15 – 18%	5,5 – 7 m ² /kWp	13 – 16 m ² /kWp
Silicio amorfo	5 – 8 %	12,5 – 20 m ² /kWp	27 – 48 m ² /kWp
CdTe	10 – 12 %	8,5 – 10,5 m ² /kWp	20 – 25 m ² /kWp
CIS	9 – 12 %	8,5 – 11,2 m ² /kWp	20 – 27 m ² /kWp

► Tabella 5.3 Valutazione preliminare dell'area richiesta per l'installazione di un impianto fotovoltaico in funzione della tecnologia di conversione utilizzata.

76

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Configurazioni di impianto



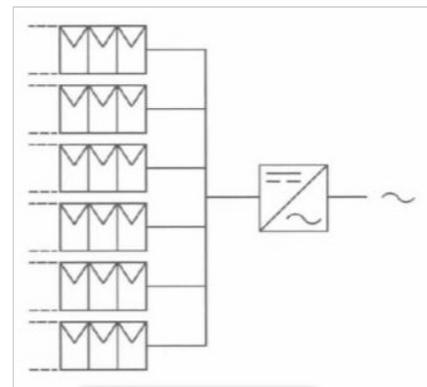
- **Numero N di pannelli in serie** a formare ciascuna stringa
 - Dati nominali dei pannelli (V_{MP} , V_{OC} , coefficiente di dipendenza della tensione dalla temperatura)
 - Dati nominali dell'inverter
 - Finestra di lavoro in tensione ($V_{INV,MPP,min} - V_{INV,MPP,max}$)
 - Tensione massima di tenuta ($V_{INV,OC,max}$)
- **Numero M di stringhe in parallelo** per ciascun inverter
 - Dati nominali dei pannelli (I_{SC} , coefficiente di dipendenza della corrente dalla temperatura)
 - Dati nominali dell'inverter → Potenza trasferibile dalla macchina → $I_{INV,max}$

77

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Configurazioni di impianto

- M_{FV} è il numero complessivo di stringhe dell'impianto fotovoltaico
- **Conversione centralizzata** ($M_{FV} = M$), ovvero unico inverter
 - Configurazione usata per impianti di piccola taglia o per impianti di grossa taglia al fine di minimizzare i costi di installazione (componentistica e manodopera) e di manutenzione
 - È richiesto che tutte le pannellature fotovoltaiche abbiano condizioni di lavoro uguali
 - Esposizione uniforme (stessa orientazione, stessa inclinazione)
 - Assenza di ombreggiamenti sistematici
 - Perdite per mismatching più elevate
 - Mismatching in corrente (connessione in serie dai pannelli)
 - Mismatching in tensione (connessione in parallelo di molte stringhe, M elevato)
 - Il malfunzionamento dell'unico inverter presente si ripercuote sull'intero impianto fotovoltaico

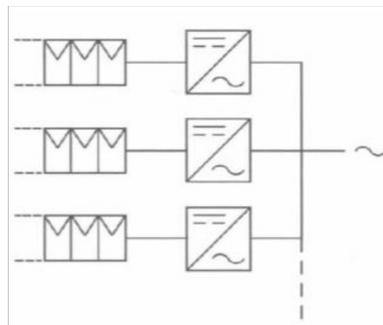


78

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Configurazioni di impianto

- M_{FV} è il numero complessivo di stringhe dell'impianto fotovoltaico
- **Conversione per stringa** ($M = 1$)
 - Ogni stringa è connessa ad un proprio inverter
 - Noti i limiti di tensione ai capi dei morsetti DC del convertitore, la potenza di ogni inverter sarà grossomodo compresa nell'intervallo 2-7 kW
 - Nessuna perdita per mismatching in tensione
 - Permangono le perdite per mismatching in corrente
 - Non c'è il rischio di circolazione di corrente inversa su una stringa fortemente soggetta a ombreggiamento, causato dalle stringhe maggiormente soleggiate
 - Possono essere utilizzate esposizioni diverse (le diverse esposizioni devono rimanere omogenee per inverter)
 - Possono essere realizzate stringhe di lunghezza N diversa
 - Costi di installazione e manutenzione maggiori rispetto alla configurazione centralizzata

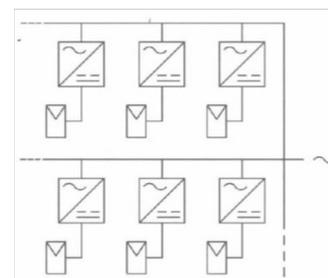
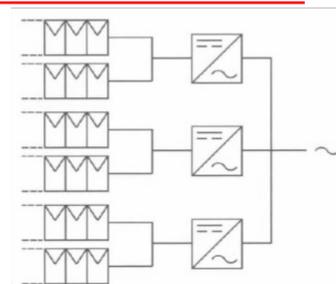


79

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Configurazioni di impianto

- M_{FV} è il numero complessivo di stringhe dell'impianto fotovoltaico
- **Conversione multi-stringa** ($M_{FV} < M < 1$)
 - Soluzione intermedia tra le precedenti (anche in termini di pro e contro)
- **Conversione di singolo pannello** ($N = 1$)
 - Funzionamento ottimizzato di ogni pannello in relazione alle sue condizioni di lavoro
 - Perdite per mismatching nulle
 - Questa soluzione potrebbe risultare piuttosto onerosa sia in termini di installazione che di costi di manutenzione

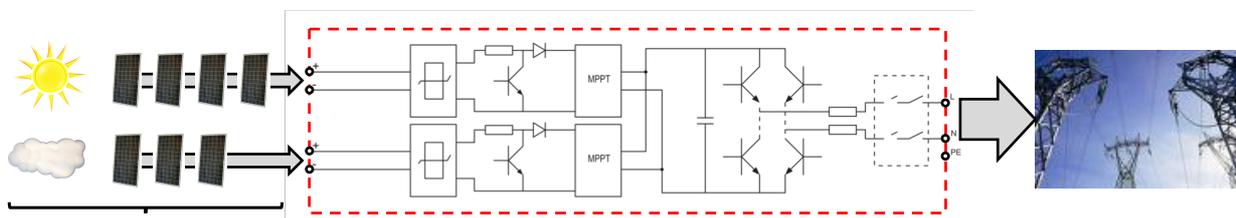


80

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Configurazioni di impianto

- M_{FV} è il numero complessivo di stringhe dell'impianto fotovoltaico
- **Configurazioni particolari**
 - Esistono sul mercato inverter con più ingressi DC, ognuno corredato da un MPP Tracker indipendente
 - Questa soluzione consente di ridurre il numero di stadi DC/AC, anche in caso di condizioni disomogenee di esposizione dei pannelli fotovoltaici
 - Esempio: coperture a doppia falda, o porzioni di impianto soggette a ombreggiamenti sistematici
 - Sono realizzabili sotto-campi con diverso numero di pannelli per stringa



Il funzionamento di ogni stringa è ottimizzato in modo indipendente

81

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Dimensionamento

- Indipendentemente dalla taglia della macchina, ogni inverter fotovoltaico è caratterizzato dai seguenti parametri nominali:
 - Finestra di lavoro del Maximum Power Point Tracker
 - **Tensione minima di funzionamento del MPP Tracker** ($V_{INV,MPP,min}$)
 - **Tensione massima di funzionamento del MPP Tracker** ($V_{INV,MPP,max}$)
 - **Tensione massima di ingresso, con stringhe a vuoto** ($V_{INV,OC,max}$)
 - **Corrente massima di ingresso** ($I_{INV,max}$)
- Il corretto accoppiamento tra campo fotovoltaico e inverter è garantito qualora siano verificate le seguenti **4 condizioni**
 - 1 e 2: tensione di funzionamento del campo fotovoltaico sempre all'interno della finestra di lavoro MPPT dell'inverter
 - 3: tensione massima di sistema in ingresso DC dell'inverter
 - 4: corrente massima in ingresso DC dell'inverter

82

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Dimensionamento

• Condizioni 1 e 2

- La tensione MPP della stringa (o delle stringhe in parallelo) deve essere compresa all'interno del range operativo di tensione dell'inverter ($V_{INV,MPP,min} - V_{INV,MPP,max}$), in ogni condizione di lavoro
- La tensione dei pannelli fotovoltaici dipende principalmente dalla temperatura (tensione elevata in corrispondenza di temperature basse, ovvero $\beta < 0$)

• Condizione 1

- Tensione MPP minima della stringa, in condizioni di temperatura massima, maggiore della tensione minima di funzionamento MPP Tracking dell'inverter

$$V_{MP,min}(T_c) = N \cdot V_{MP}(STC) \cdot [1 + \beta(T_{c,max} - 25^\circ C)] > V_{INV,MPP,min}$$

• Condizione 2

- Tensione MPP massima della stringa, in condizioni di temperatura minima, minore della tensione massima di funzionamento MPP Tracking dell'inverter

$$V_{MP,max}(T_c) = N \cdot V_{MP}(STC) \cdot [1 + \beta(T_{c,min} - 25^\circ C)] < V_{INV,MPP,max}$$

83

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Dimensionamento

• Condizione 3

- La tensione massima ai capi dello stadio DC dell'inverter deve essere inferiore alla tensione massima in ingresso dell'inverter ($V_{INV,OC,max}$)
- Il campo fotovoltaico raggiunge la massima tensione in condizioni di circuito aperto alla temperatura di cella minima ($\beta < 0$)

$$V_{OC,max}(T_c) = N \cdot V_{OC}(STC) \cdot [1 + \beta(T_{c,min} - 25^\circ C)] < V_{INV,OC,max}$$

• Condizione 4

- La corrente massima in ingresso dell'inverter deve essere inferiore al corrispondente limite nominale del convertitore ($I_{INV,max}$)
- La massima corrente generata dal campo fotovoltaico è pari alla corrente di cortocircuito delle M stringhe in parallelo, in condizioni di temperatura massima ($\alpha > 0$)

$$I_{SC,max}(T_c) = M \cdot I_{SC}(STC) \cdot [1 + \alpha(T_{c,max} - 25^\circ C)] < I_{INV,max}$$

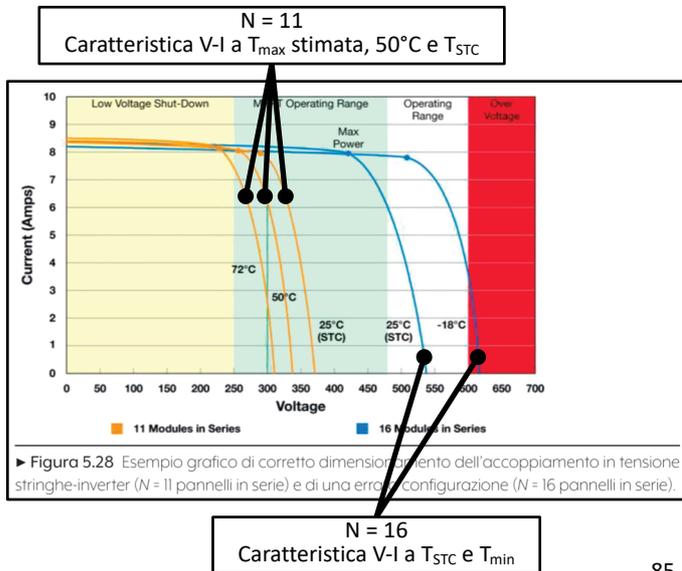
84

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Dimensionamento

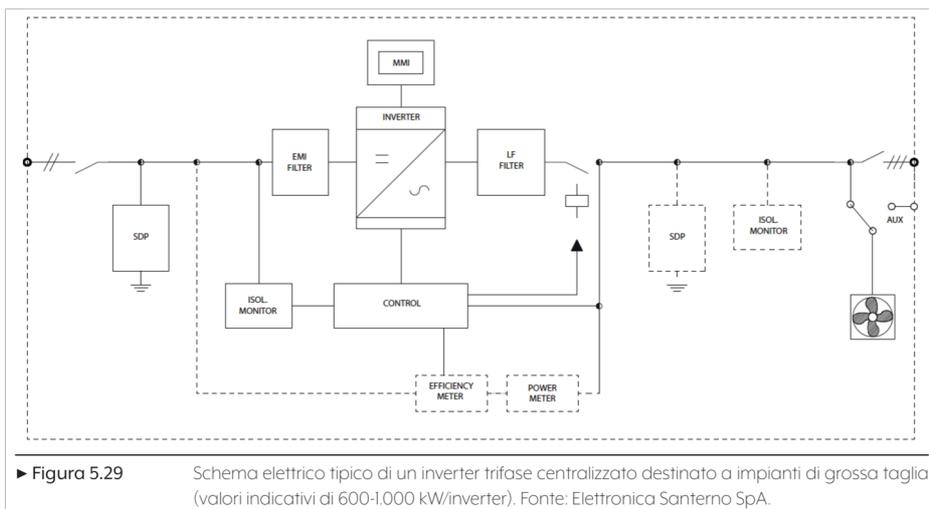
ESEMPIO

- Rappresentazione grafica dei vincoli 1,2,3
- Analogamente a quanto fatto nel passaggio celle→pannello, la caratteristica V-I del campo fotovoltaico sotteso a un inverter ha:
 - Asse orizzontale (V) proporzionale a N
 - Asse verticale (I) proporzionale a M
- Nell'esempio grafico, M = 1 mentre N può essere 11 o 16
 - La configurazione più corta di stringa (N = 11 pannelli in serie) rispetta le condizioni di dimensionamento
 - La configurazione più lunga di stringa (N = 16 pannelli in serie) viola i vincoli di tensione massima (sia di funzionamento che a vuoto)



Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Inverter – Configurazione interna



La topologia di massima degli inverter fotovoltaici non muoti in modo drastico con la taglia delle macchine 86

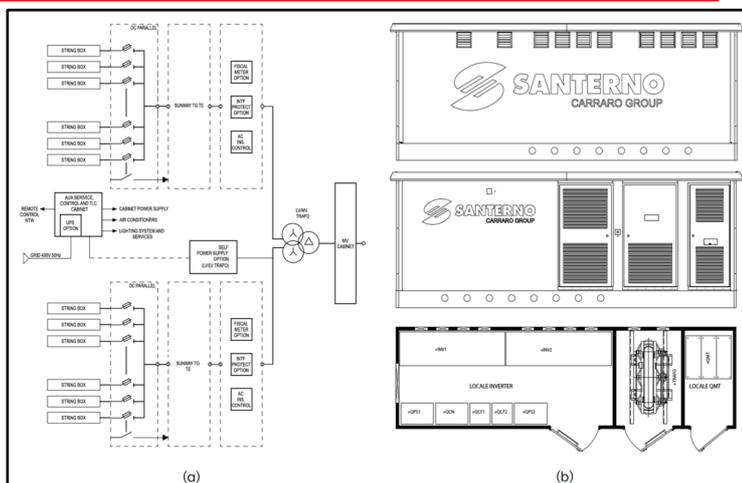
Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Cabine inverter

- Per grandi impianti (>500 kW) si cerca di minimizzare i tempi di installazione, e quindi i costi dell'impianto
- Possibili soluzione pre-assemblate in cabine prefabbricate

ESEMPIO

- 2 inverter in parallelo
- Layout esterno e in pianta della soluzione pre-assemblata



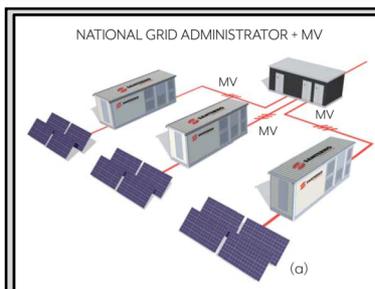
► Figura 5.30 Circuito unifilare di un impianto fotovoltaico di grande taglia facente uso di conversione centralizzata (a), realizzata tramite soluzione pre-assemblata in cabina prefabbricata dotata di gruppo di trasformazione e apparecchiature di sezionamento/protezione in MT (b). Fonte: Elettronica Santerno SpA.

87

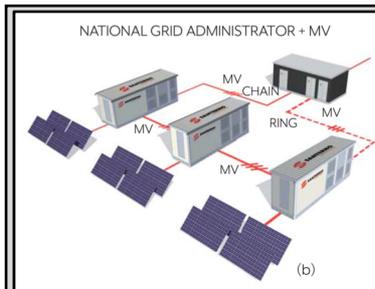
Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Schema rete MT

- Può essere necessario connettere l'impianto fotovoltaico alla rete MT
 - Tipologia di inverter
 - Taglia nominale dell'impianto
 - Connessione ad una rete di utenza in MT
- Spesso si fa uso di un trasformatore a tre avvolgimenti
 - Effettuare il parallelo tra gli inverter (in moto galvanicamente isolato), oppure
 - Alimentare congiuntamente i circuiti ausiliari di centrale



Per potenze nominali entro 1-2 MW, la porzione di rete MT ha sviluppo radiale



Per impianti di taglia maggiore si preferisce una struttura magliata per la rete MT al fine di limitare i disservizi conseguenti ad eventuali guasti

88

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

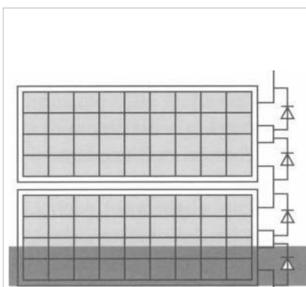
Altre componenti di impianto e considerazioni

• Disposizione dei pannelli in relazione a fenomeni di ombreggiamento

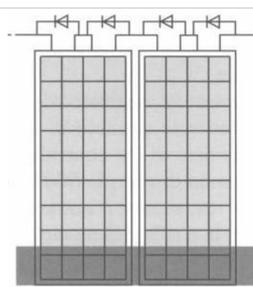
- I pannelli possono essere posizionati con il lato minore inclinato (disposizione orizzontale) o con il lato maggiore inclinato (disposizione verticale)



Con ombra che entra sulla superficie fotovoltaica dal basso, in questo caso si perderebbe $\frac{1}{2}$ della potenza del pannello inferiore



Lato minore inclinato (disposizione orizzontale)



Lato maggiore inclinato (disposizione orizzontale)



Con ombra che entra sulla superficie fotovoltaica dal basso, in questo caso si perderebbe l'intera potenza di entrambi i pannelli (attivazione dei 4 diodi di by-pass)

- Se filari adiacenti possono manifestare ombreggiamenti sistemati, è opportuno scegliere la disposizione orizzontale dei pannelli
- Considerazioni analoghe si applicano ai criteri per la formazione delle stringhe

89

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

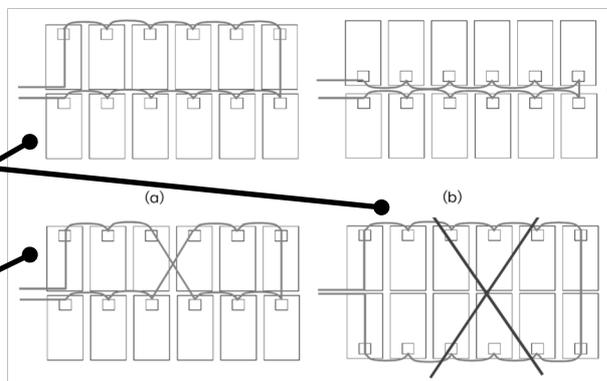
Altre componenti di impianto e considerazioni

• Realizzazione delle stringhe fotovoltaiche

- Definito il numero N di pannelli per stringa, come collegarli tra loro fisicamente?
- Opportuno evitare stringhe complesse composte da pannelli disposti su diversi filari (complessità costruttiva dell'impianto, es. cavidotti, cavi, ecc.)

Esiste il rischio di formazione di tensione indotte elevate di origine atmosferica in caso di maglie di area elevata
È raccomandabile evitare maglie eccessivamente estese

La topologia ideale sarebbe quella a doppia maglia opposta (cablaggio trasposto), ovvero con superficie equivalente nulla



Preferibile almeno un cablaggio compatto

90

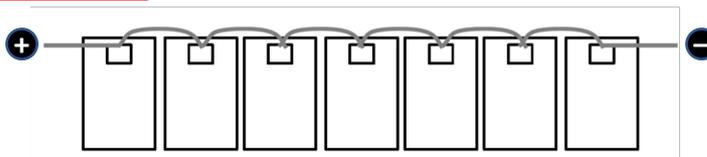
Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni

- **Realizzazione delle stringhe fotovoltaiche**

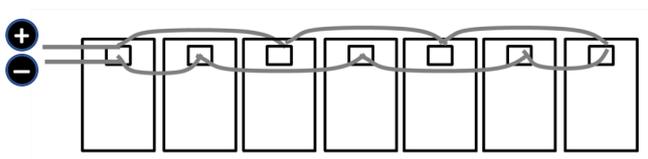
- Modalità di collegamento in serie

- **Connessione lineare**



- **Connessione alternata**

- Consente di disporre di entrambi i capi della stringa (+ e -) sullo stessa estremità del filare



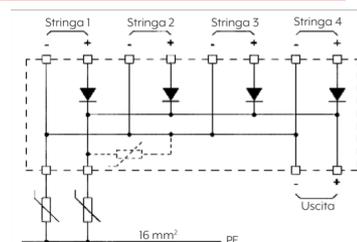
91

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni

- **Diodi di blocco**

- I pannelli fotovoltaici ammettono la circolazione di una piccola corrente inversa se ombreggiati (data-sheet)
- Con M stringhe in parallelo, la stringa marcatamente ombreggiata potrebbe ricevere la corrente prodotta dalle restanti M-1 stringhe
 - Riduzione della potenza generabile dall'impianto
 - Rischio di danneggiamenti dei pannelli ombreggiati e soggetti a corrente inversa
- Installazione dei **diodi di blocco** in serie alla stringa
- La protezione da corrente inversa può essere realizzata per mezzo di fusibili quando il numero di stringhe localmente connesse in parallelo è sufficientemente elevato da causare l'intervento del fusibile di stringa in caso di forte ombreggiamento di una delle stringhe
- La protezione con fusibili assicura minori perdite rispetto all'uso dei diodi di blocco



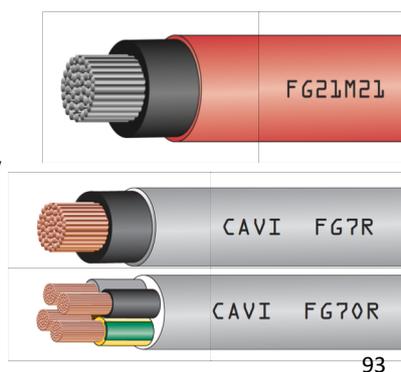
92

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni

• Cavi

- Elementi di influenza nella scelta di tipo e sezione dei cavi sono ambiente/modalità di installazione e condizioni operative
- I cavi normalmente esposti ai raggi solari devono essere conformi agli standard di resistenza ai raggi UV
- Le lunghezze dei cavi dipendono direttamente dalla topologia dell'impianto, ovvero la disposizione dei pannelli, i collegamenti di stringa, il numero di inverter, la tensione nominale del sistema, ecc.
- Si applicano le comuni norme tecniche (tensione di isolamento, tipo di cavo e sezione)
 - Norma tecnica **CEI 20-67** → Cavi con tensione nominale 0,6/1 kV
 - Norma tecnica **CEI 20-91** → Cavi per impianti solari per tensioni fino a 1.800 VDC (1.200 VAC), generalmente denominati **FG21M21**
- I cavi posati in modo non esposto a sollecitazioni ambientali particolari possono essere di tipologia standard, ad esempio **FG7OR** per posa in cavidotto



Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni

• Protezioni – Peculiarità degli impianti fotovoltaici

• Sezione DC:

- La corrente di cortocircuito (I_{SC}) è poco superiore alla corrente di normale funzionamento (I_{MP})
 - Non sono applicabili per la protezione della singola stringa i comuni criteri amperometrici
- La protezione dal corto circuito di una stringa può essere effettuata
 - Cortocircuito della stringa → **Misura impedenza equivalente di stringa**
 - Perdita di isolamento verso terra → **Misura resistenza di isolamento**
- La protezione contro la circolazione di corrente inversa sulla singola stringa è generalmente effettuata tramite diodi di blocco
 - Qualora il numero M di stringhe connesse in parallelo sia elevato, tale protezione può essere conseguita anche con fusibili
- Necessario considerare l'influenza delle condizioni climatiche → **Derating termico** dei componenti installati in campo (es. fusibili di stringa)

94

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni

- **Protezioni – Peculiarità degli impianti fotovoltaici**

- **Sezione AC:**

- Gli inverter per applicazioni fotovoltaiche connesse alla rete sono equiparabili a generatori di corrente
 - Un anello di controllo molto rapido è sensibile alla corrente erogata dall'inverter e quindi evita fenomeni di sovraccarico distruttivi per l'elettronica di potenza
 - La corrente di cortocircuito di un inverter (lato AC) è poco superiore rispetto alla sua corrente nominale
 - Il distributore locale (e-distribuzione, ACEA, A2A, AGSM, AIM, SEL, ecc.) oppure il gestore della rete di trasmissione (TERNA) definiscono le regole di connessione degli impianti alla rete, in funzione del livello di tensione della rete alla quale l'impianto è connesso
 - Le protezioni a valle dell'inverter devono essere conformi alle regole di connessione



95

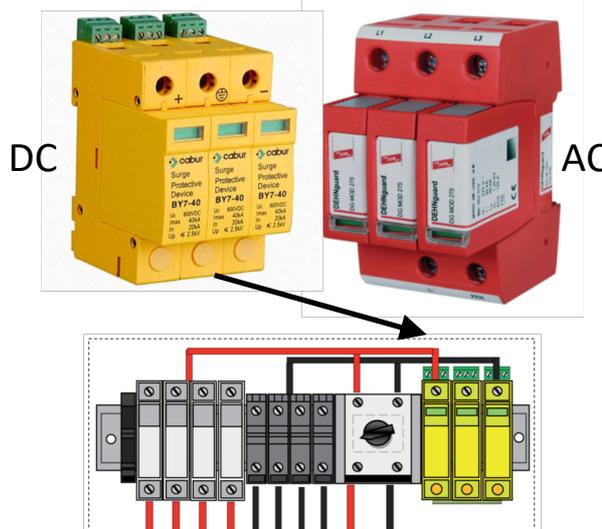
Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni

- **Protezioni – Peculiarità degli impianti fotovoltaici**

- **Sezione DC e sezione AC:**

- Opportuno prevedere una protezione da sovratensioni
 - Fulminazioni dirette
 - Sovratensioni indirette causate dall'accoppiamento tra una corrente di fulminazione esterna ed i circuiti di impianto
 - In primis, è opportuno limitare l'area equivalente delle maglie che si vengono a creare per effetto delle connessioni tra vari componenti
 - Secondariamente è opportuno prevedere opportuni scaricatori di sovratensione

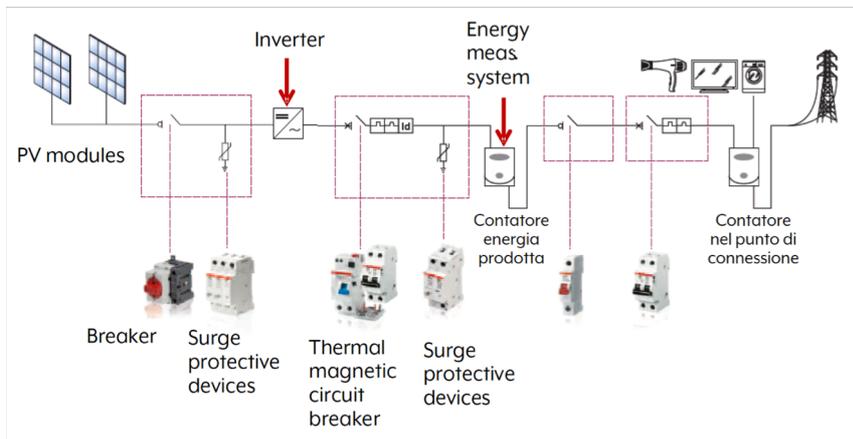


Schema di cassetta parallelo stringhe (4 in, 1 out)

96

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Altre componenti di impianto e considerazioni



- È necessario garantire la funzione di sezionamento oltre a quella di protezione
- Dispositivi per il sezionamento e la protezione di un impianto fotovoltaico domestico
- Dispositivi analoghi, pur se con costruzione opportuna, sono utilizzati anche nei grandi impianti

97

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Monitoraggio degli impianti

- Impianto fotovoltaico tipicamente non presidiato
- Necessario prevedere un adeguato sistema di monitoraggio
 - Monitoraggio delle performance dell'impianto e segnalazione anomalie
 - Rilevamento di effrazioni e tentativi di furto (es. barriere a micro-onde, fibra ottica, telecamere termiche)
- Elaborazione locale delle informazioni → Upload su piattaforma remota
- **Impianti di piccola taglia**
 - L'inverter assicura un buon livello di monitoraggio se dotato di opportuna sensoristica (es. misure di irraggiamento, temperatura ambiente e temperatura di cella)
- **Grandi dimensioni** (soprattutto se realizzati con conversione centralizzata)
 - Misurazioni dell'inverter non sono sufficienti
 - Necessario monitoraggio delle correnti di stringa
 - Quadri di parallelo «intelligenti»
 - Stringhe aperte ($I_{stringa} = 0$)
 - Malfunzionamenti ($I_{stringa,i} < I_{stringa,k}$)



98

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Monitoraggio degli impianti

- **Set minimo di dati di monitoraggio:**

- Irraggiamento solare [W/m^2] e radiazione solare [Wh/m^2], su piano orizzontale e su un piano complanare alla superficie dei pannelli
- Temperatura del modulo, in più punti dell'impianto
- Temperatura ambiente, lontano da fenomeni distortivi
- Corrente di stringa e corrente complessiva in ingresso DC dell'inverter
- Tensione DC
- Tensione AC
- Potenza attiva AC
- Misure dei contatori: contatore di produzione (M2) e contatore di scambio con la rete (M1)
- Segnali di alert e di allarme da ogni componente dell'impianto FV dotato di una propria diagnostica
- È richiesta anche la verifica del corretto funzionamento dei vari sistemi ausiliari di centrale (interfacciamento diretto con i macchinari o tramite misure indirette)
 - Esempio: misura della temperatura del vano tecnico per evitare azioni di derating termico dei convertitori a protezione dei propri circuiti

99

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Monitoraggio degli impianti

- **Performance Ratio di impianto (PR):**

- In un periodo di osservazione T, è il rapporto tra quanto l'impianto ha effettivamente prodotto e quanto avrebbe prodotto se non fosse affetto da perdite

- E è l'energia prodotta nel periodo di osservazione (es. 1 anno)
- R è la radiazione incidente nello stesso periodo di osservazione
- A è la superficie fotovoltaica
- η è il rendimento di conversione

$$PR = \frac{E}{R A \eta}$$

- Ricordando l'espressione del rendimento si ottiene

$$\eta = \frac{P_n}{I A} \quad \rightarrow \quad \frac{1}{A \eta} = \frac{I}{P_n} \quad \rightarrow \quad PR = \frac{E I}{R P_n}$$

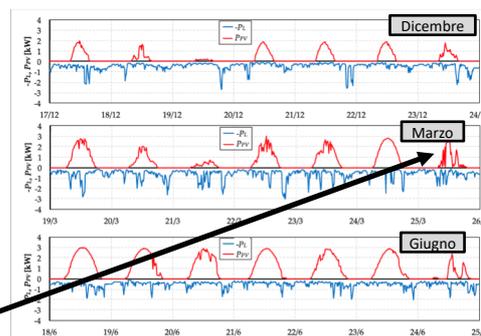
- P_n è la potenza nominale dell'impianto
- I è l'irraggiamento Standard in STC ($1.000 W/m^2$)
- Valori standard sono compresi tra 78% e 85%
 - Necessario considerare il decadimento dei pannelli FV (circa 0.5%/y)

100

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Impatto della generazione fotovoltaica sulla rete

- La presenza degli impianti fotovoltaici richiede alcune riflessioni sulle modalità di gestione delle reti
- Necessario mantenere l'affidabilità della rete e i livelli di power quality ai morsetti di utenza (es. stabilità di tensione e frequenza)
- La maggior parte del fotovoltaico è connessa in MT/BT (Generazione Distribuita, GD), reti non concepite per accogliere generazione locale
- **Variatione del punto di lavoro della rete**
 - Il vettore elettrico richiede l'istantanea contemporaneità generazione/consumo (a meno delle perdite o dello stoccaggio intenzionale di energia)
 - La fonte solare è difficilmente prevedibile in giornate fortemente variabili
 - Il passaggio di fronti nuvolosi modifica significativamente la produzione fotovoltaica
 - Il sistema elettrico deve fronteggiare la rapide variazioni delle sue condizioni di funzionamento

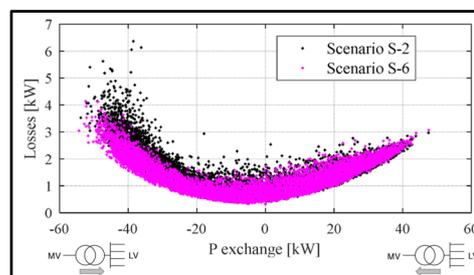


101

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Impatto della generazione fotovoltaica sulla rete

- La presenza degli impianti fotovoltaici richiede alcune riflessioni sulle modalità di gestione delle reti
- Necessario mantenere l'affidabilità della rete e i livelli di power quality ai morsetti di utenza (es. stabilità di tensione e frequenza)
- La maggior parte del fotovoltaico è connessa in MT/BT (Generazione Distribuita, GD), reti non concepite per accogliere generazione locale
- **Perdite e rendimento delle reti**
 - Una piccola generazione in prossimità del carico comporta vantaggi in termini di riduzione del percorso medio dell'energia elettrica → Riduzione delle perdite
 - Aumentando la penetrazione di GD, si possono manifestare
 - Problemi di regolazione delle reti
 - Incremento delle perdite
 - Fenomeno aggravato dalla diversa dislocazione sul territorio degli impianti di generazione e dei centri di consumo

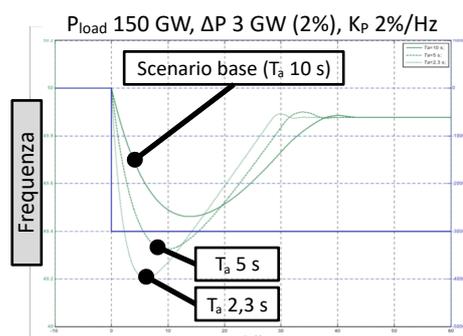


102

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Impatto della generazione fotovoltaica sulla rete

- La presenza degli impianti fotovoltaici richiede alcune riflessioni sulle modalità di gestione delle reti
- Necessario mantenere l'affidabilità della rete e i livelli di power quality ai morsetti di utenza (es. stabilità di tensione e frequenza)
- La maggior parte del fotovoltaico è connessa in MT/BT (Generazione Distribuita, GD), reti non concepite per accogliere generazione locale
- **Riduzione dell'inerzia di rete → Aumento delle perturbazioni**
 - Impianti FV connessi alla rete tramite inverter
 - Gli inverter non hanno inerzia intrinseca
 - Il funzionamento degli impianti FV comporta lo spegnimento di unità tradizionali dotate di macchine rotanti
 - Riduzione equivalente dell'inerzia del sistema (ovvero del tempo di avviamento equivalente)
 - A parità di disturbo, la rete è meno robusta ($\Delta f \uparrow$, Rate of Change of Frequency ROCOF \uparrow)

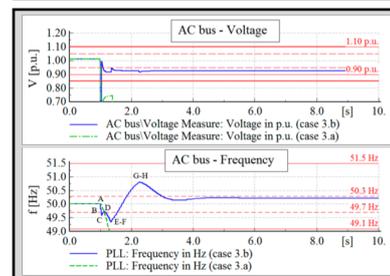
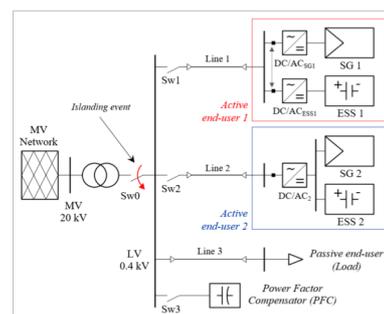


103

Sezione B – Capitolo 5 – Impianti fotovoltaici

Impatto della generazione fotovoltaica sulla rete

- La presenza degli impianti fotovoltaici richiede alcune riflessioni sulle modalità di gestione delle reti
- Necessario mantenere l'affidabilità della rete e i livelli di power quality ai morsetti di utenza (es. stabilità di tensione e frequenza)
- La maggior parte del fotovoltaico è connessa in MT/BT (Generazione Distribuita, GD), reti non concepite per accogliere generazione locale
- **Isola indesiderata**
 - Elevato equilibrio di potenza locale favorisce il malfunzionamento dei dispositivi di protezione
 - In caso di evento di rete (es. guasto) è possibile che una porzione di rete sia autoalimentata dalla GD
 - Il singolo utente può funzionare in isola
 - Il funzionamento in isola con coinvolgimento di parte della rete è vietato dalle attuali regole di connessione
 - Il problema può potenzialmente enfatizzarsi a seguito della aspettata diffusione degli impianti di accumulo privati



104