

Impianti Fotovoltaici

Camera di Commercio di Reggio Calabria
Corso di formazione
Energy Management nelle Imprese



Relatore: ing. Alessandro Zanini – Intellienergia S.r.l.

intellienergia S.r.l.
renewable energy engineering 

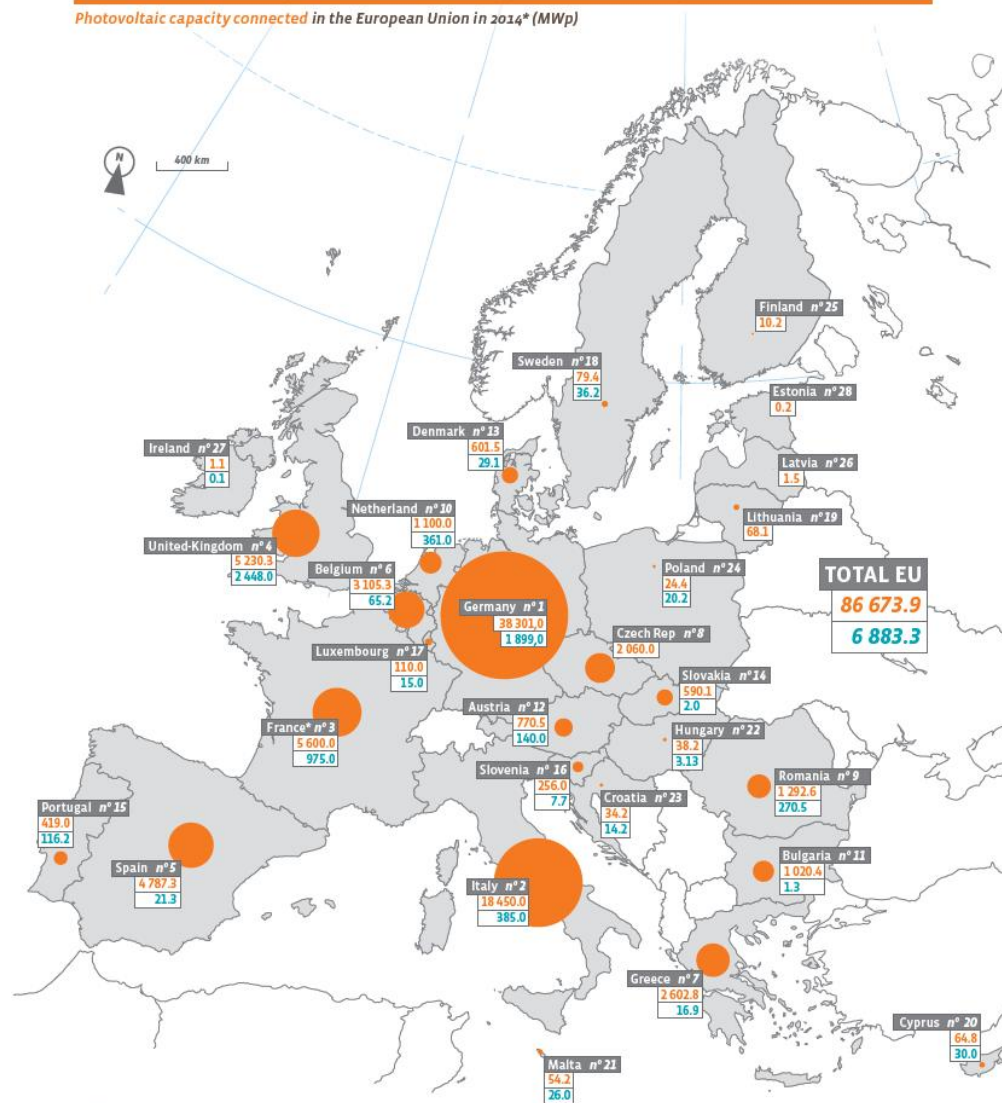


Camera di Commercio
Reggio Calabria

Introduzione

Obiettivo:

- La diffusione del fotovoltaico in Italia



Key

86 673.9 Cumulated photovoltaic capacity in the European Union countries in 2014* (MWp).

6 883.3 Photovoltaic capacity connected in the European Union countries during the year 2014* (MWp).

*Estimate. **Overseas departments included for France. Source: EurObserv'ER 2015.

Tabl. n° 4

Connected and cumulated photovoltaic capacity in the European Union countries at the end of 2013 and 2014 (in MWp)

	2013			2014		
	On-grid	Off-grid	Total	On-grid	Off-grid	Total
Germany	36 337.0	65.0	36 402.0	38 236.0	65.0	38 301.0
Italy	18 053.0	12.0	18 065.0	18 437.0	13.0	18 450.0
France*	4 614.3	10.7	4 625.0	5 589.2	10.8	5 600.0
United Kingdom	2 780.0	2.3	2 782.3	5 228.0	2.3	5 230.3
Spain	4 740.8	25.2	4 766.0	4 761.8	25.5	4 787.3
Belgium	3 039.9	0.1	3 040.0	3 105.2	0.1	3 105.3
Greece	2 578.8	7.0	2 585.8	2 595.8	7.0	2 602.8
Czech rep	2 063.5	0.4	2 063.9	2 060.6	0.4	2 061.0
Romania	1 022.0	0.0	1 022.0	1 292.6	0.0	1 292.6
Netherlands	734.0	5.0	739.0	1 095.0	5.0	1 100.0
Bulgaria	1 018.5	0.7	1 019.2	1 019.7	0.7	1 020.4
Austria	626.0	4.5	630.5	766.0	4.5	770.5
Denmark	571.0	1.4	572.4	600.0	1.5	601.5
Slovakia	588.0	0.1	588.1	590.0	0.1	590.1
Portugal	299.0	3.8	302.8	414.0	5.0	419.0
Slovenia	248.1	0.1	248.2	255.9	0.1	256.0
Luxembourg	95.0	0.0	95.0	110.0	0.0	110.0
Sweden	34.8	8.4	43.2	69.9	9.5	79.4
Lithuania	68.0	0.1	68.1	68.0	0.1	68.1
Cyprus	33.9	0.9	34.8	63.6	1.1	64.8
Malta	28.2	0.0	28.2	54.2	0.0	54.2
Hungary	34.3	0.6	34.9	37.5	0.7	38.2
Croatia	19.5	0.5	20.0	33.5	0.7	34.2
Poland	1.8	2.4	4.2	21.5	2.9	24.4
Finland	0.2	10.0	10.2	0.2	10.0	10.2
Latvia	1.5	0.0	1.5	1.5	0.0	1.5
Ireland	0.2	0.9	1.0	0.2	0.9	1.1
Estonia	0.0	0.1	0.2	0.0	0.1	0.2
European Union	79 631.3	162.2	79 793.5	86 506.8	167.1	86 673.9

*Overseas department not included for France. Source: EurObserv'ER 2015.
Note: according to the Czech Ministry of Industry and Trade, Czech Republic decommissioned 2.9 MWp of solar capacity during 2014.

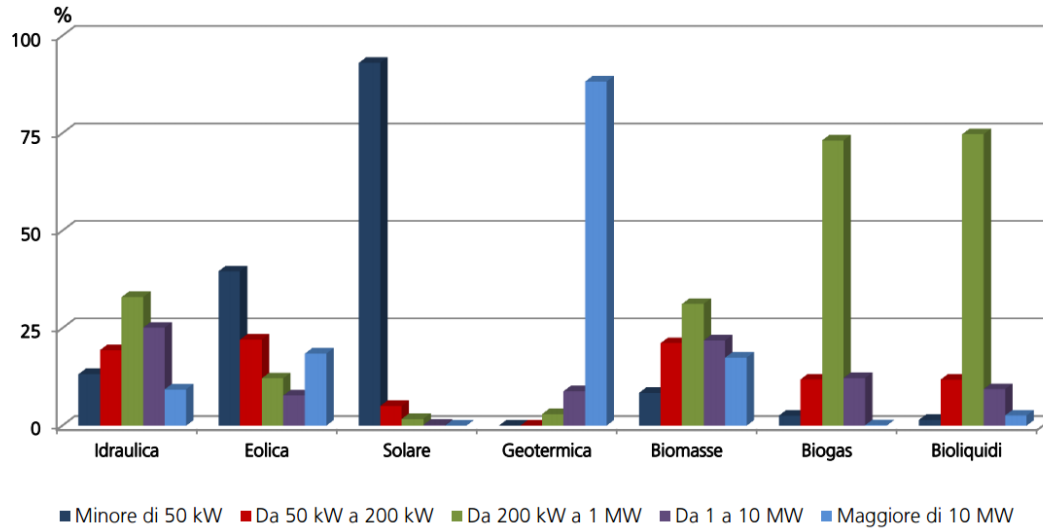
Tabl. n° 5

Electricity production from Solar photovoltaic power in European Union in 2013 and 2014* (in GWh)

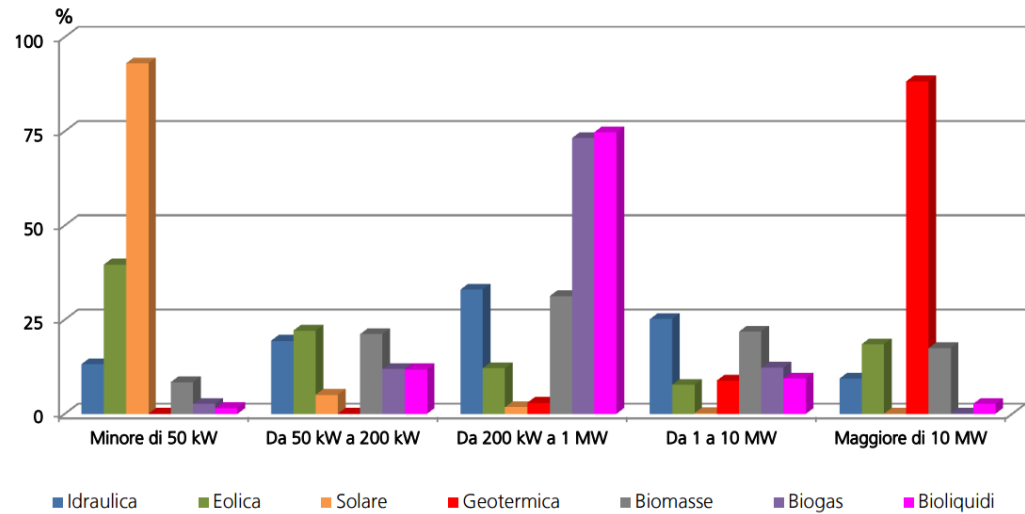
	2013	2014
Germany	31 010.0	34 930.0
Italy	21 588.6	23 299.0
Spain	8 297.0	8 211.0
France	4 660.6	5 500.0
United Kingdom	2 035.6	3 931.0
Greece	3 648.0	3 856.0
Belgium	2 640.0	2 768.0
Czech Republic	2 032.6	2 121.7
Romania	420.0	1 355.2
Bulgaria	1 361.0	1 244.5
Netherlands	516.0	800.0
Austria	582.2	766.0
Portugal	479.0	631.0
Slovakia	588.0	590.0
Denmark	517.5	557.0
Slovenia	219.5	244.6
Luxembourg	74.0	120.0
Cyprus	56.0	104.0
Lithuania	45.0	73.0
Sweden	35.0	71.5
Malta	31.0	57.8
Croatia	11.3	35.3
Hungary	25.0	26.8
Poland	4.0	19.2
Finland	5.9	5.9
Ireland	0.7	0.7
Estonia	0.6	0.6
Latvia	0.0	0.0
European Union	80 884.0	91 319.7

*Estimate. **Overseas department not included for France. Source: EurObserv'ER 2015.

Distribuzione % del numero degli impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza



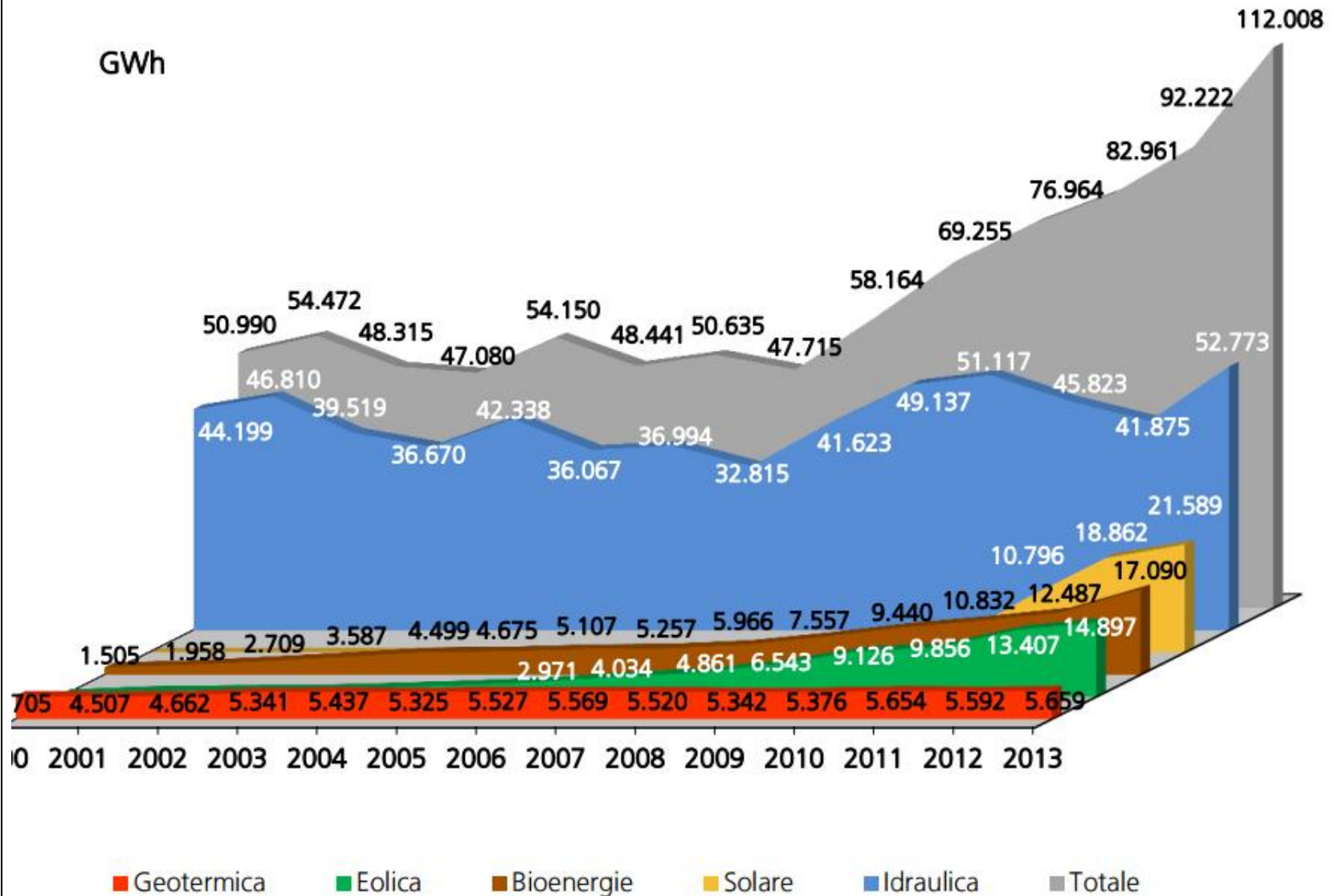
Distribuzione % del numero degli impianti per classe di potenza secondo fonte rinnovabile



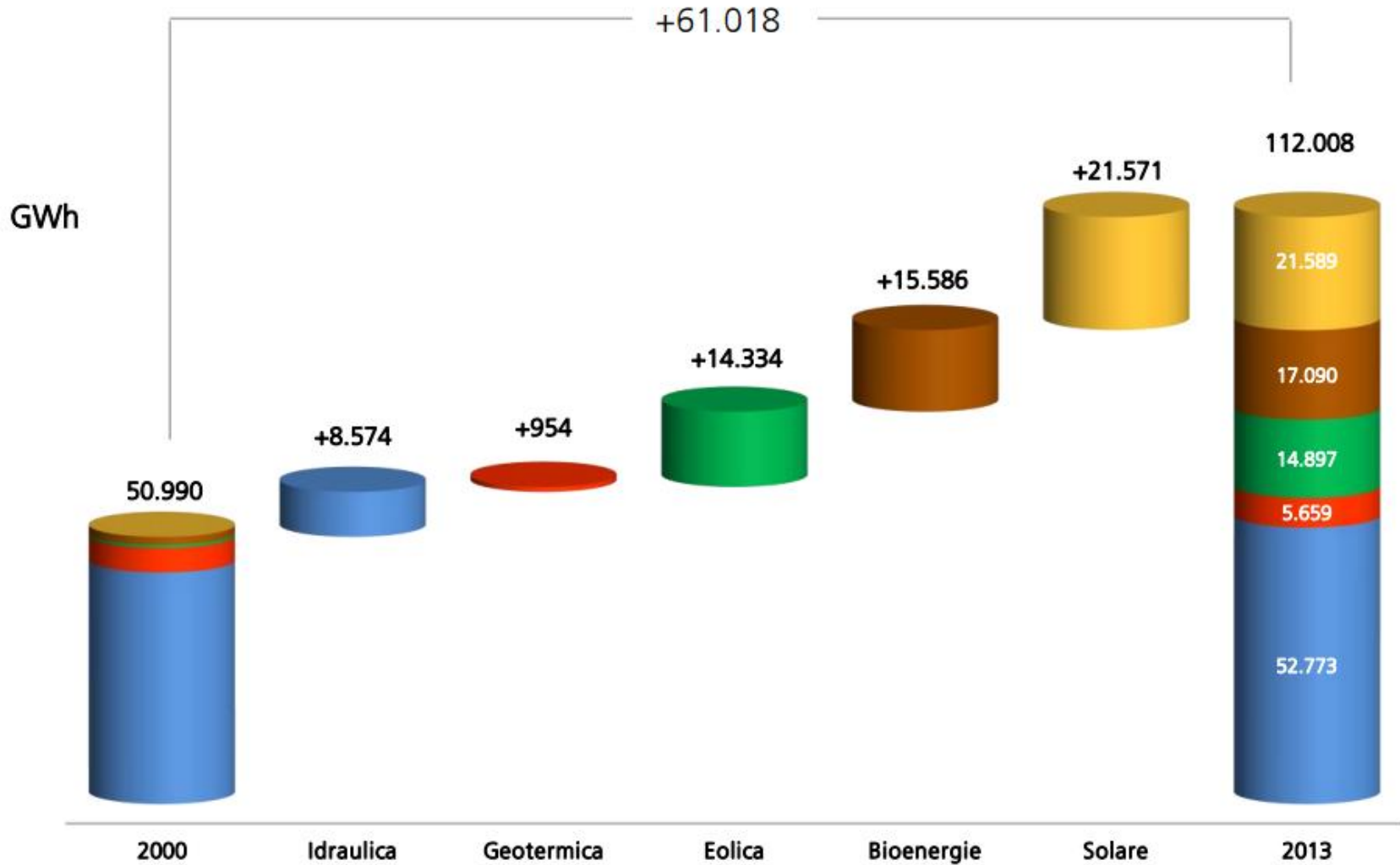
Introduzione

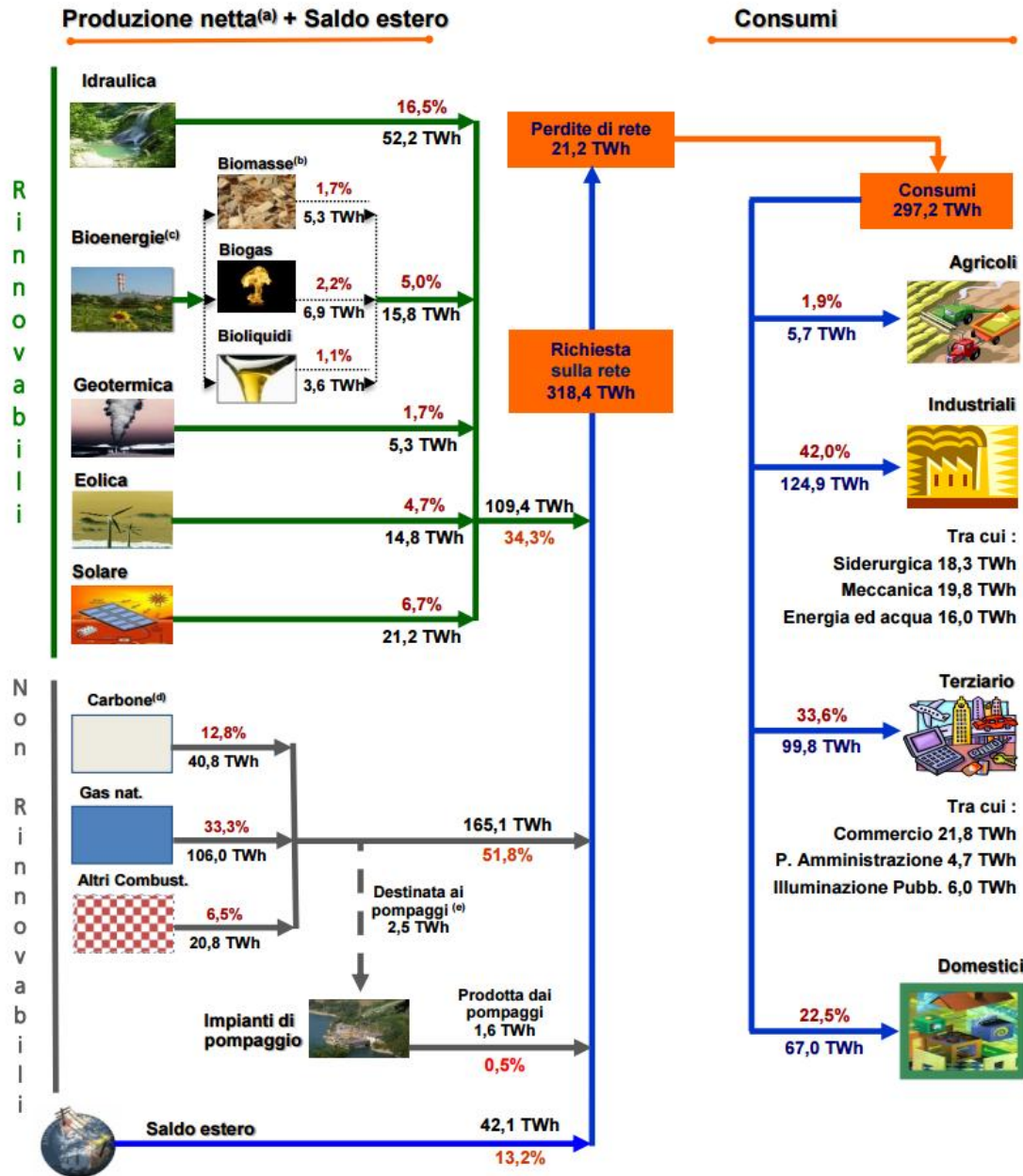
GWh	2012		2013		2013 / 2012 Variazione %	
	Effettiva	da Direttiva 2009/28/CE	Effettiva	da Direttiva 2009/28/CE	Effettiva	da Direttiva 2009/28/CE
Idraulica¹	41.874,9	44.140,1	52.773,4	44.984,3	26,0	1,9
Eolica¹	13.407,1	12.402,3	14.897,0	14.119,6	11,1	13,8
Solare	18.861,7	18.861,7	21.588,6	21.588,6	14,5	14,5
Geotermica	5.591,7	5.591,7	5.659,2	5.659,2	1,2	1,2
Bioenergie	12.486,9	12.342,1	17.090,1	16.960,0	36,9	37,4
Biomasse solide	4.745,5	4.745,5	5.884,7	5.884,7	24,0	24,0
– frazione biodegradabile RSU ²	2.176,3	2.176,3	2.220,9	2.220,9	2,0	2,0
– altre biomasse	2.569,2	2.569,2	3.663,8	3.663,8	42,6	42,6
Biogas	4.619,9	4.619,9	7.447,6	7.447,6	61,2	61,2
– da rifiuti	1.487,0	1.486,9	1.621,1	1.621,1	9,0	9,0
– da fanghi	80,5	80,6	110,1	110,1	36,8	36,7
– da deiezioni animali	518,6	518,6	816,7	816,7	57,5	57,5
– da attività agricole e forestali	2.533,8	2.533,8	4.899,7	4.899,7	93,4	93,4
Bioliquidi	3.121,5	2.976,7	3.757,8	3.627,7	20,4	21,9
– sostenibili ³	2.976,7	2.976,7	3.627,7	3.627,7	21,9	21,9
– non sostenibili	144,8		130,1		-10,2	
Totale Rinnovabile	92.222,3	93.338,0	112.008,3	103.311,7	21,5	10,7
Produzione lorda complessiva	299.276	299.276	289.803	289.803	-3,2	-3,2
Totale FER/Produzione complessiva	30,8%	31,2%	38,6%	35,6%		
Consumo Interno Lordo (CIL)	340.400	340.400	330.043	330.043	-3,0	-3,0
Totale FER/CIL	27,1%	27,4%	33,9%	31,3%		

Introduzione



Introduzione







Contatore Fotovoltaico

Totale conto energia

Numero Impianti: 531.242

Potenza (kW): 18.216.582

Costo annuo (€): 6.700.008.523

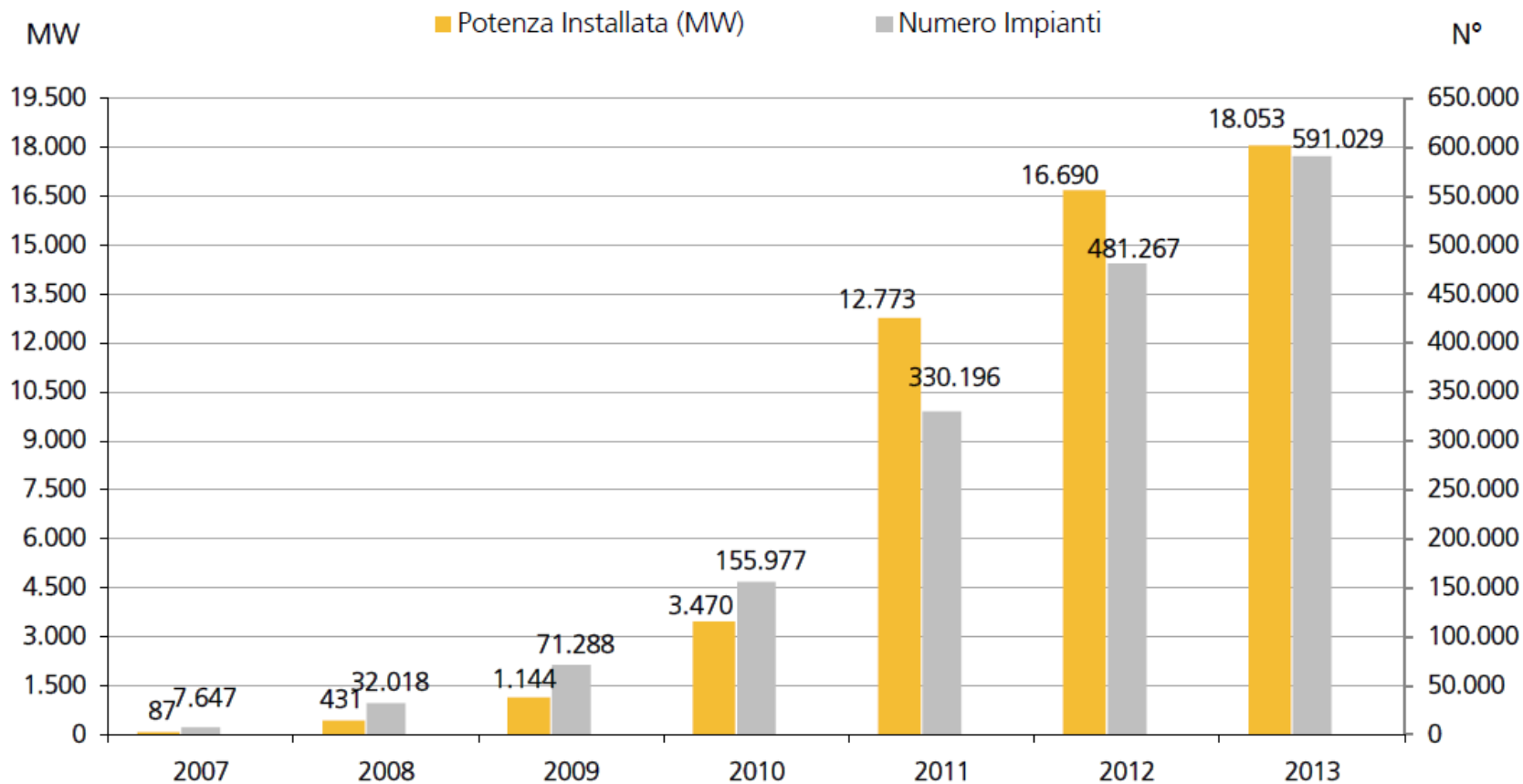
Dettagli



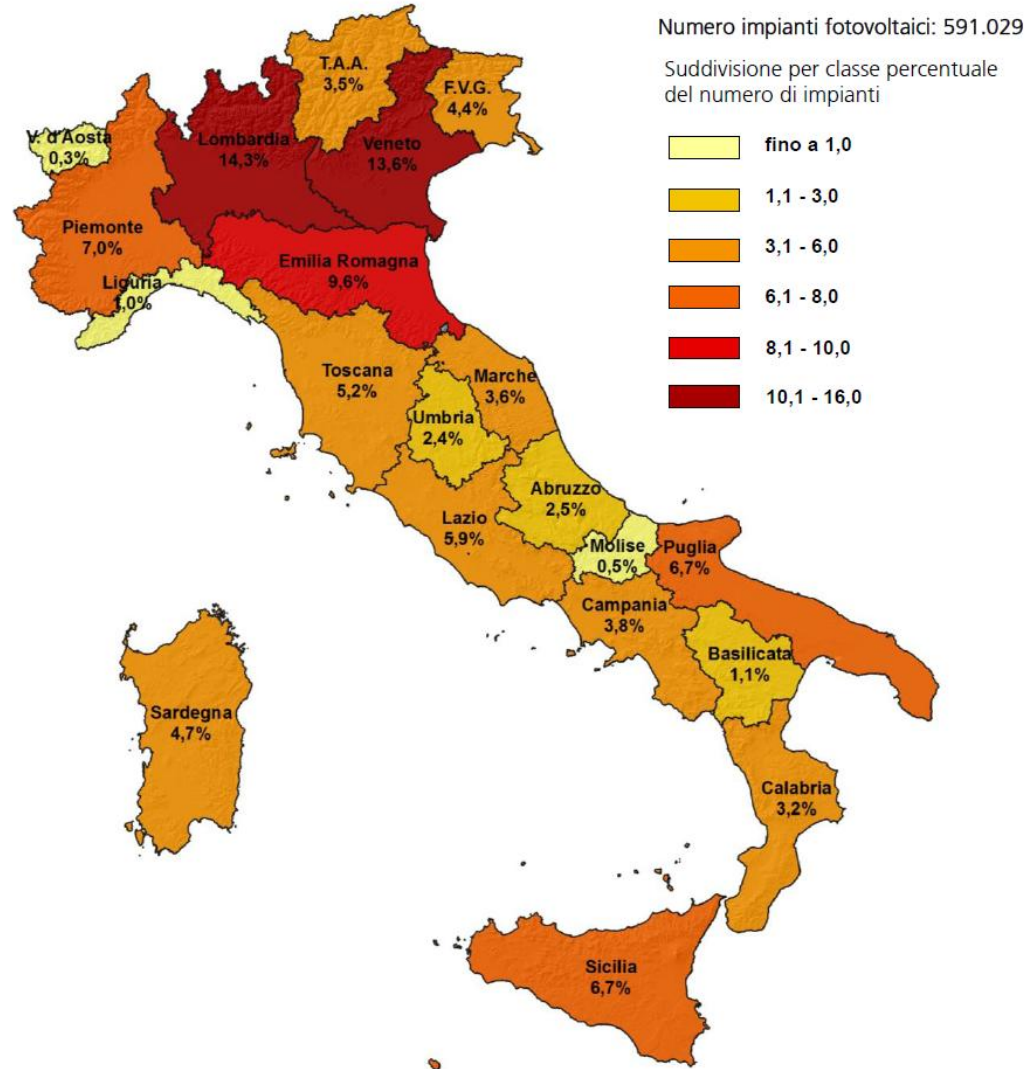
Classi di potenza	n°	Potenza (MW)	Energia (GWh)
$P \leq 3$	192.252	531	586
$3 < P \leq 20$	341.640	2.692	2.844
$20 < P \leq 200$	45.694	3.600	4.010
$200 < P \leq 1.000$	10.326	7.142	8.753
$P > 1000$	1.117	4.088	5.396
Totale	591.029	18.053	21.589

Classi di potenza (kW)	2012		2013		Var % 2013 /2012	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
$1 \leq P \leq 3$	155.547	429,8	192.252	531,3	+23,6	+23,6
$3 < P \leq 20$	273.048	2.232,6	341.640	2.691,7	+25,1	+20,6
$20 < P \leq 200$	41.696	3.306,1	45.694	3.599,9	+9,6	+8,9
$200 < P \leq 1.000$	9.909	6.865,0	10.326	7.142,0	4,2	+4,0
$1.000 < P \leq 5.000$	895	2.174,4	935	2.297,3	+4,5	+5,7
$P > 5.000$	172	1.681,6	182	1.790,8	+5,8	+6,5
Totale	481.267	16.689,5	591.029	18.053,0	+22,8	+8,2

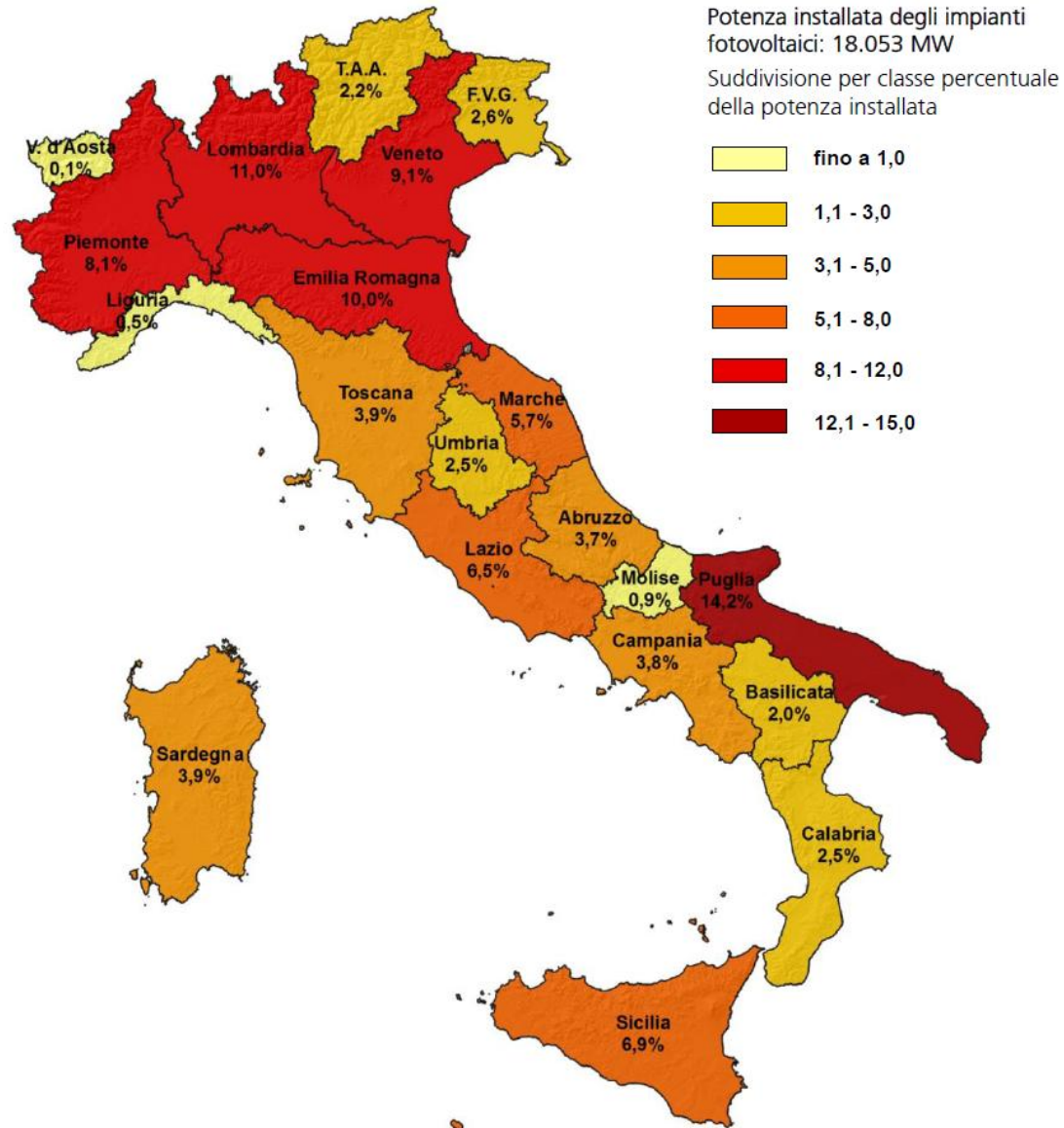
Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici



3.2.5. Distribuzione regionale del numero di impianti fotovoltaici a fine 2013



3.2.6. Distribuzione regionale della potenza fotovoltaica a fine 2013

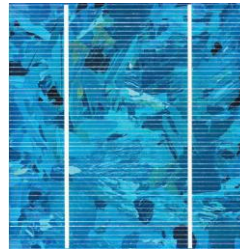
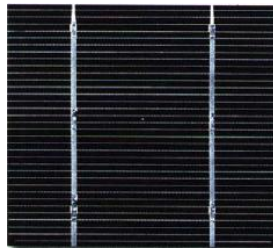


Tecnologia solare fotovoltaica

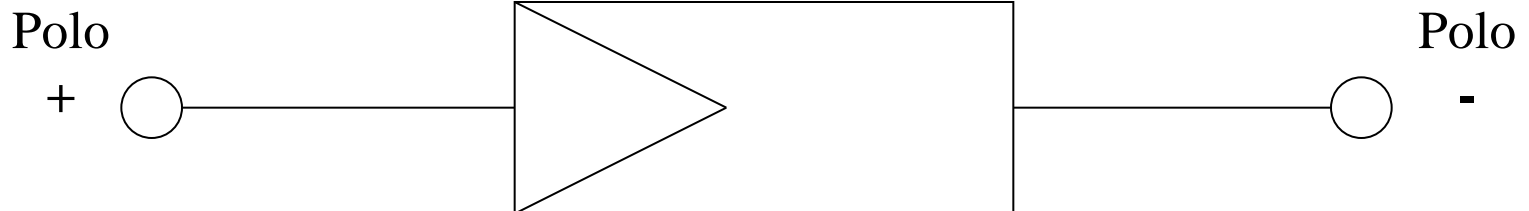
Obiettivo:

- Configurazione del campo solare fotovoltaico dalla cella alla stringa.
- Analisi di producibilità del campo fotovoltaico.

I moduli fotovoltaici in silicio vengono realizzati principalmente con tre diverse tecnologie, che consentono la classificazione dei moduli in monocristallini, policristallini e a film sottile (moduli in silicio amorfo).



I moduli FV sono formati da un certo numero di celle elettricamente collegate tra loro, così da formare un unico componente. Nei moduli commerciali le celle fotovoltaiche sono collegate in serie. Con particolare riferimento ai moduli in silicio mono e poli cristallino questi sono formati, generalmente, da 36, 64 o 72 celle: poiché ciascuna cella presenta un voltaggio a circuito aperto di 0.5-0.6 Volt, ad un modulo da 36 celle corrisponde un voltaggio a circuito aperto di circa 18-22 Volt. Come risultato, i moduli fotovoltaici si configurano esternamente come componenti a due terminali (un polo positivo ed un polo negativo).



Attualmente, tra tutte le tecnologie fotovoltaiche disponibili a livello commerciale il monocristallino è quella caratterizzata mediamente dalla più alta densità energetica.

I moduli monocristallini presentano elevati rendimenti elettrici, quindi, a parità di kWp installati, un impianto fotovoltaico con moduli monocristallini ha il vantaggio di occupare di solito uno spazio inferiore rispetto a un impianto con moduli policristallini o in silicio amorfo.

Per questo motivo, il monocristallino è preferito in tutte quelle situazioni in cui vi è una limitata disponibilità di spazio per l'installazione.



L'omogeneità della colorazione dona a questi pannelli **un aspetto gradevole**, adatto per le applicazioni più diverse.

La presenza di una superficie vetrata e di una cornice in alluminio assicura protezione e solidità al pannello.

Se è vero che i rendimenti sono leggermente inferiori a quelli del monocristallino, tuttavia anche il costo dei moduli, a parità di potenza installata, risulta normalmente inferiore.

Le celle fotovoltaiche sono realizzate a partire da più cristalli di silicio, ricavati dal riciclaggio degli scarti dell'industria elettronica. L'accostamento di più cristalli dona a queste celle, e quindi all'intero modulo, una caratteristica colorazione blu cangiante.



I moduli policristallini presentano valori di efficienza variabili tra l'11% e il 14%.

La minore densità energetica del policristallino rispetto al monocristallino, in realtà deve essere verificata "sul campo": pannelli policristallini di ottima qualità possono avere rendimenti pari (se non superiori) a quelli di pannelli monocristallini di qualità medio-bassa.

I moduli in silicio amorfo sono caratterizzati da rendimenti elettrici inferiori rispetto ai pannelli cristallini e imputabili al particolare processo produttivo con cui sono realizzati.

Nel caso del silicio amorfo è improprio parlare di celle fotovoltaiche: il silicio infatti viene depositato uniformemente e in piccolissime quantità su superfici plastiche o vetrate, formando un unico film sottile o thin film dello spessore di qualche millesimo di millimetro.

I moduli sono disponibili sia nella tradizionale struttura rigida, con telaio di rinforzo, sia in rotoli flessibili per impianti ad alta integrazione architettonica.



I pannelli in silicio amorfo hanno una colorazione omogenea, di solito nera o comunque scura, e hanno particolari doti di **flessibilità e leggerezza**.

Tutte queste caratteristiche fanno del silicio amorfo la tecnologia ideale **per applicazioni architettoniche avanzate**, in cui è fondamentale ricercare la massima **resa estetica** anziché puntare unicamente sulla producibilità dell'impianto.



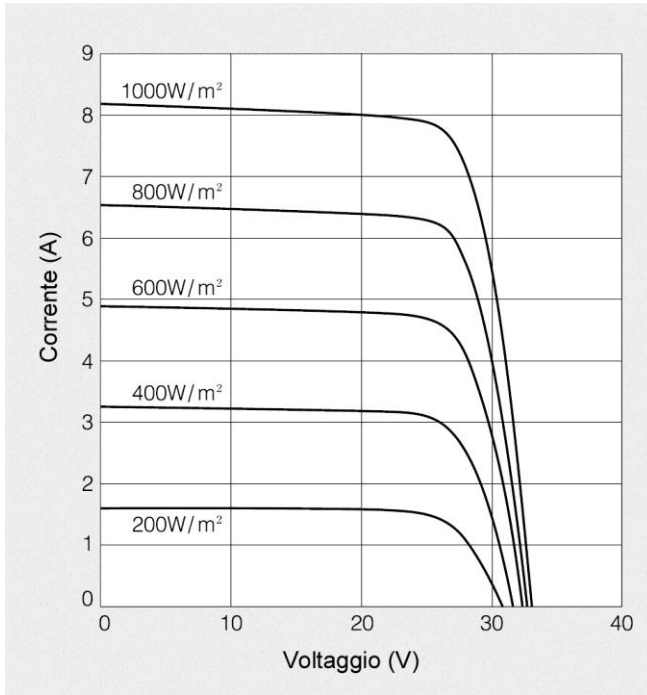
I moduli in silicio amorfo presentano bassi rendimenti elettrici, con valori compresi tra il 6 e il 10%.

Il limite principale del silicio amorfo risiede proprio nella bassa densità energetica del materiale, che costringe all'utilizzo di ampie superfici.

Se si dispone di poco spazio utile per l'installazione, il consiglio è quello di puntare sui tradizionali moduli mono o policristallini.

I pannelli cristallini risultano molto sensibili sia alla presenza di ombreggiature, anche parziali, sia alla diminuzione della radiazione solare per condizioni di nuvolosità o di scarsa insolazione. In questi frangenti, il silicio amorfo risulta più efficiente.

Si calcola che ogni modulo cristallino (sia mono che policristallino) impieghi circa 3-6 anni per produrre energia elettrica in quantità pari a quella utilizzata per produrlo; il tempo di ritorno energetico (il cosiddetto EPBT, “Energy Pay-Back Time”) risulta inferiore per i pannelli in silicio amorfo.

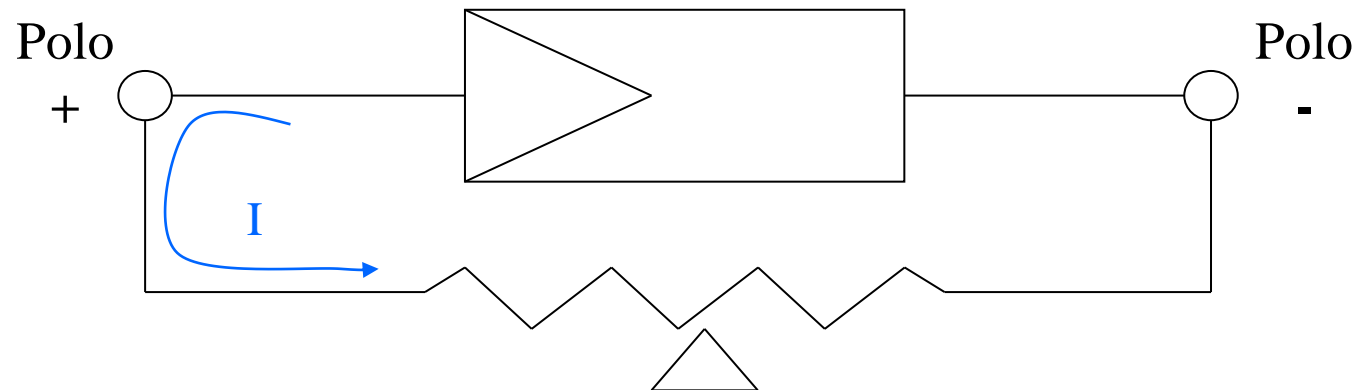


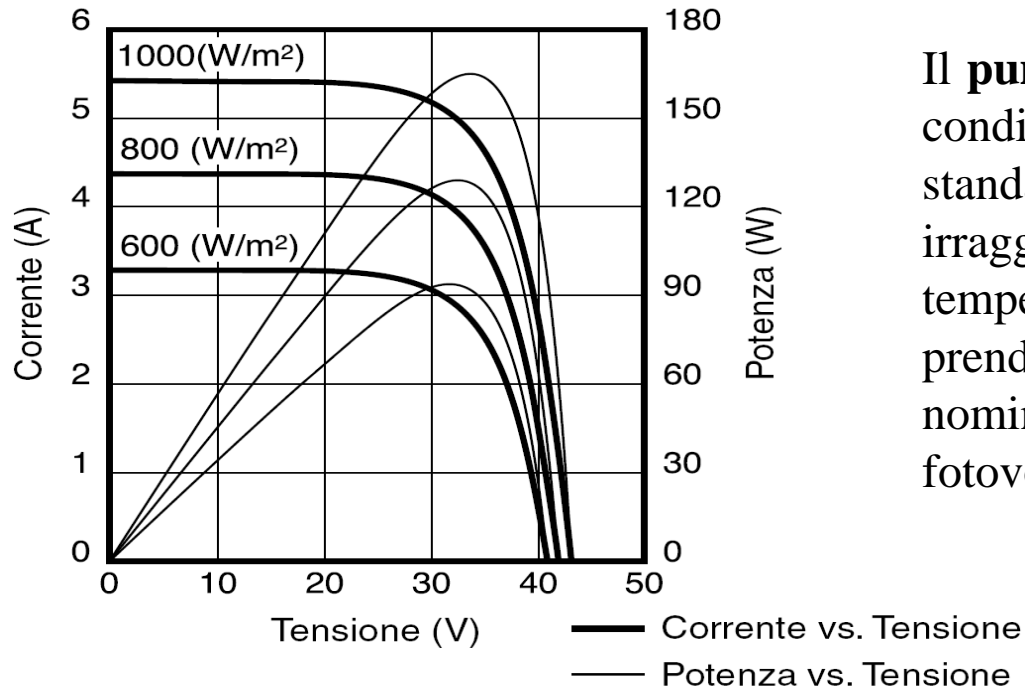
Andamento tipico della curva corrente-tensione per un modulo in silicio policristallino da 54 celle in funzione dell'irraggiamento delle celle

Fissato il livello di irraggiamento del campo fotovoltaico, spostandosi a diversi valori di tensione ed intercettando la curva caratteristica si ottiene la potenza erogata in ogni punto di funzionamento in funzione del voltaggio come :

$$P(V) = I(V) \cdot V$$

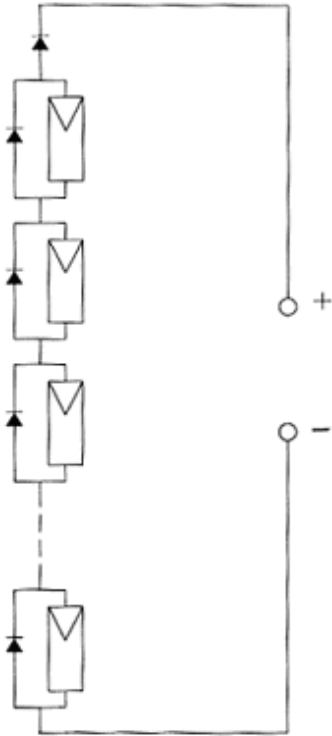
il punto di massima potenza dell'impianto si ottiene in prossimità del ginocchio della curva.





Il **punto di massima potenza**, in condizioni di funzionamento standard (di seguito STC), ovvero irraggiamento di 1000W/mq e temperatura delle celle di 25°C, prende il nome di potenza nominale (o di picco) del modulo fotovoltaico.

Andamento tipico delle curve corrente-tensione e potenza-tensione per un modulo in silicio policristallino da 72 celle in funzione dell'irraggiamento



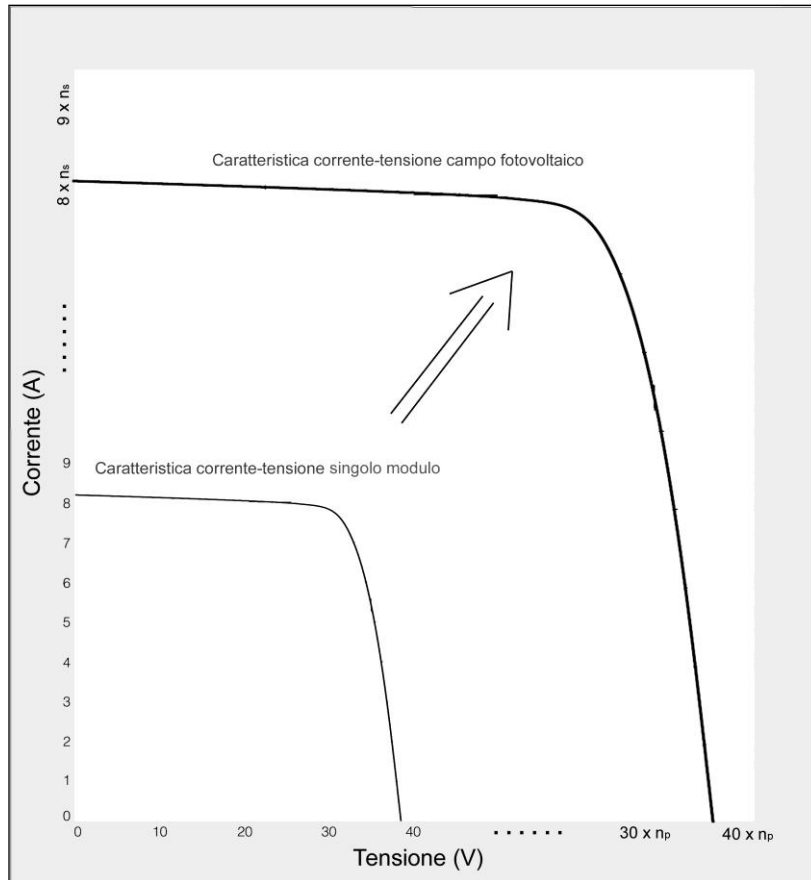
layout di una stringa di moduli
(ciascun modulo è provvisto di un
diodo di by-pass)

I moduli fotovoltaici possono essere connessi tra loro in serie od in parallelo:

Connettendo in serie più celle o moduli si sommano le tensioni d'uscita dei singoli elementi e si ottiene in uscita dalla serie la stessa corrente del singolo elemento, più moduli in serie formano una *stringa*.

Connettendo in parallelo più moduli si sommano le correnti d'uscita dei singoli elementi, mentre la tensione di uscita rimane invariata.

Poiché le perdite Ohmiche sono funzione della corrente che percorre i cavi e non della differenza di potenziale tra i poli, da un punto di vista energetico sarebbe conveniente connettere tutti i moduli in serie fra di loro; ciò non è però possibile da un punto di vista tecnologico, in quanto è necessario rispettare le specifiche di voltaggio in ingresso al sistema di conversione.

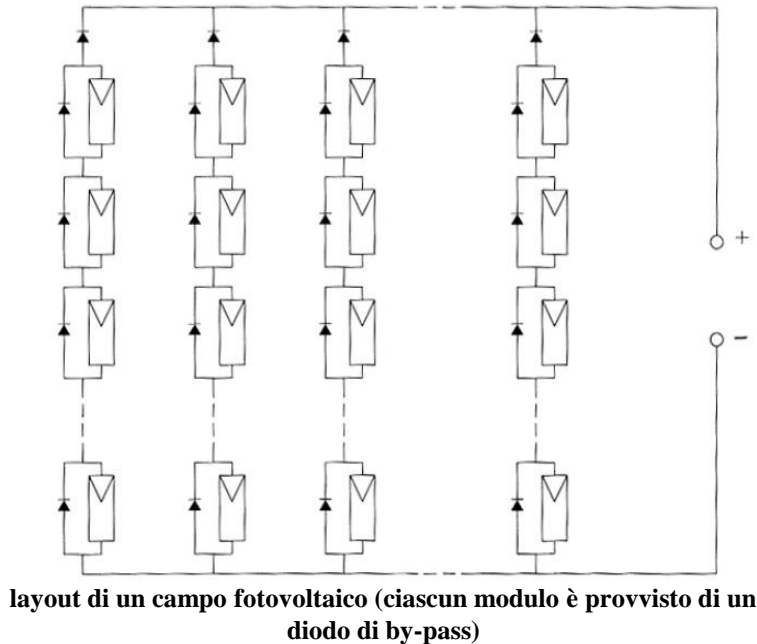


Andamento tipico della curva corrente-tensione per un modulo in silicio policristallino da 200 W e della curva corrente-tensione dell'intero campo fotovoltaico alle condizioni STC

La caratteristica corrente-tensione del campo fotovoltaico si ricava a partire da quella del singolo modulo, moltiplicando il valore della tensione (asse delle ascisse) per il numero di moduli che compone una stringa, e il valore della corrente (asse delle ordinate) per il numero di stringhe in parallelo.

Ciò equivale a stirare verso l'alto e verso destra la caratteristica corrente-tensione del singolo modulo, tale operazione viene riportata in figura per un campo fotovoltaico composto da stringhe da n_p moduli ed n_s stringhe in parallelo.

Da un punto di vista elettrico la connessione in serie ed in parallelo dei moduli evidenzia medesime peculiarità dei singoli moduli.



Il numero di moduli che compone un impianto fotovoltaico dipende dalla potenza di picco che si vuole installare e dalla potenza di picco del singolo modulo.

Per una corretta configurazione dell'impianto si procede quindi a definire il numero massimo di pannelli collegabili in serie in funzione delle caratteristiche del gruppo di conversione, per poi collegare in parallelo il numero di stringhe necessario al raggiungimento della potenza di picco richiesta, definendo così il campo fotovoltaico

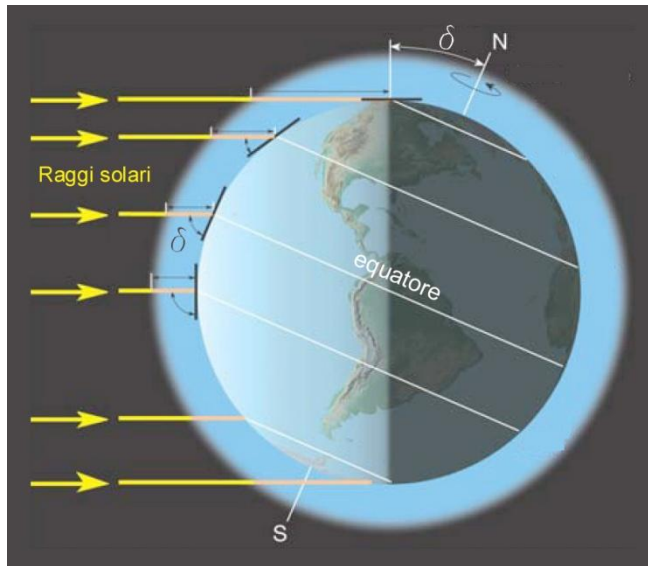
Qualora il campo fotovoltaico sia composto da più di una stringa è necessario installare uno o più *quadri di parallelo delle stringhe* (anche detti *quadri di campo*) ed un **diodo di blocco** per ogni stringa.

Il diodo di blocco provvede ad evitare l'inversione della corrente nella stringa qualora uno o più pannelli della stringa andassero in by-pass per ombreggiamento delle celle.

L'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico sarà una frazione di quella irraggiata annualmente sul piano dei moduli.

Il problema può essere risolto qualora:

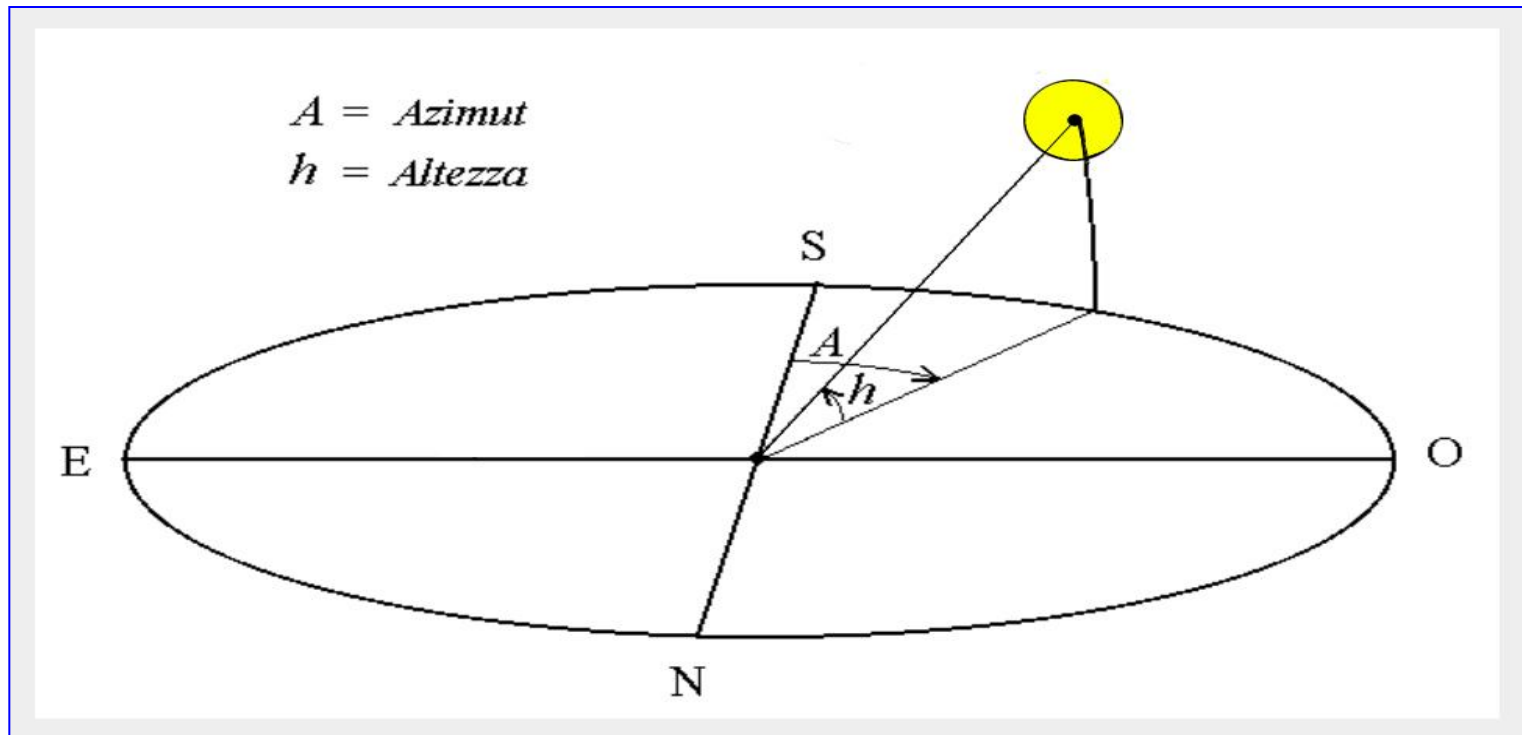
- Si conosca la quantità di energia irraggiata sul piano dei moduli
- Si conosca quanta di questa energia venga effettivamente convertita – ovvero si conosca l'efficienza del sistema



Declinazione media mensile (gradi)	
Gennaio	-20.92
Febbraio	-12.95
Marzo	-2.42
Aprile	9.41
Maggio	18.79
Giugno	23.09
Luglio	21.18
Agosto	13.45
Settembre	2.22
Ottobre	-9.60
Novembre	-18.91
Dicembre	-23.05

E' possibile definire "angolo di declinazione" δ (o semplicemente "declinazione") quell'angolo formato dall'asse terra-sole con il piano dell'equatore; la declinazione vale $23^{\circ} 27'$ al solstizio d'estate, $-23^{\circ} 27'$ al solstizio d'inverno e zero agli equinozi.

La localizzazione di tutti i punti sulla terra è definita dalla latitudine L e dalla longitudine, mentre la posizione del sole è definita da due angoli: la sua “altezza” (o “elevazione”) h , l’angolo tra il sole e il piano orizzontale del luogo e il suo “azimut” (o “azimuth”) A , l’angolo con la direzione del sud, positivo nel verso in cui il sole spazza l’orizzonte, ovvero da Est (ove sorge) ad Ovest (ove tramonta).



Rappresentazione grafica azimut ed altezza

L'applicazione delle formule riportate consente di ricavare i diagrammi di altezza solare in funzione dell'azimut e dell'altezza solare:

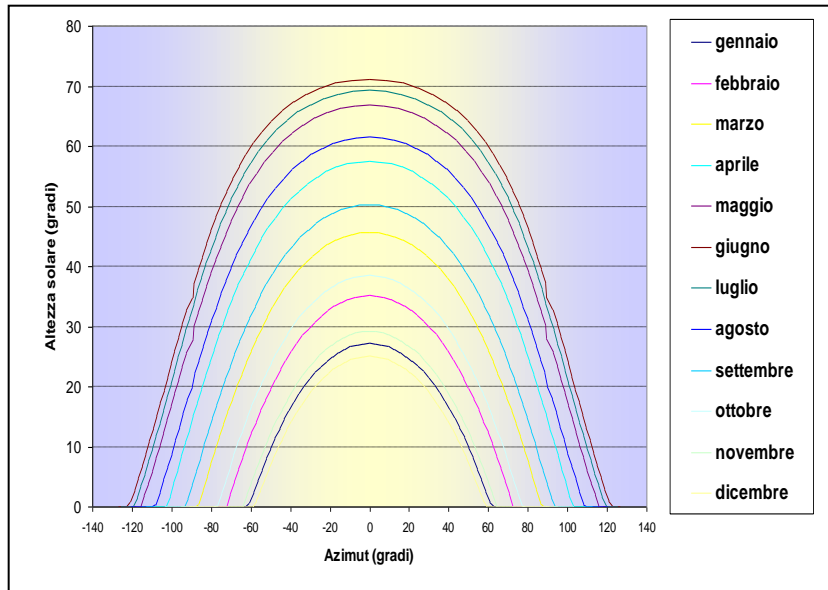


Diagramma di altezza solare per Roma – Latitudine 41.88° Nord

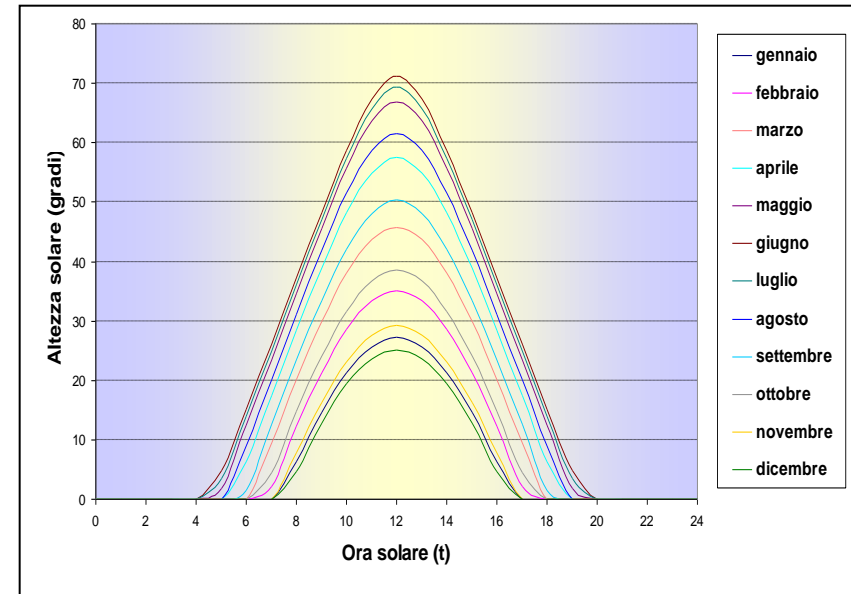
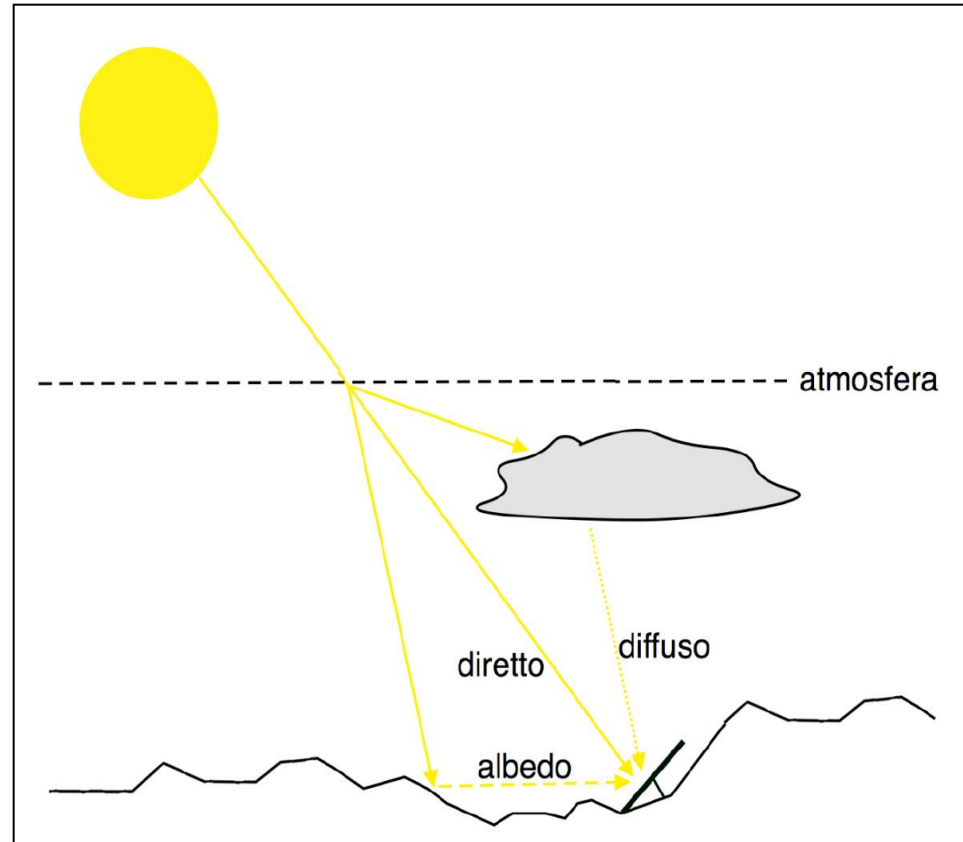


Diagramma di altezza solare per Roma – Latitudine 41.88° Nord

La potenza termica che incide ortogonalmente su di una superficie unitaria posta al di fuori dell'atmosfera, prende il nome di costante solare ed assume il valore medio di 1353 W/m^2 .

Nel passaggio attraverso l'atmosfera l'intensità della radiazione si riduce a causa degli effetti di riflessione, diffusione ed assorbimento dei gas e del vapor d'acqua; la potenza termica su una superficie ortogonale ai raggi del sole che raggiunge il suolo alle nostre latitudini in una giornata serena è di circa 1000 W/m^2 ed è somma di:

- radiazione diretta
- radiazione diffusa
- radiazione riflessa

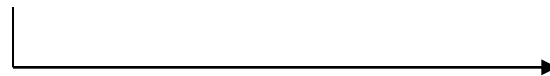


Componenti dell'irraggiamento al suolo

I dati meteorologici sull'irraggiamento, deducibili dalle tabelle UNI 10349 o ENEA 94-99, definiscono l'energia disponibile per il piano orizzontale.

I valori della radiazione irraggiata su piani diversamente inclinati ed orientati possono essere ricavati a partire dai dati di irraggiamento diretto e diffuso sul piano orizzontale seguendo la metodologia di calcolo di cui alle norme UNI 8477.

I database UNI 10349 ed ENEA 94-99
integrate con l'algoritmo UNI 8477
all'interno del software *SOLE Advanced*



La producibilità (*prod* - kWh) di *S* metri quadri di pannelli fotovoltaici risulta pari a:

$$\frac{prod}{S} = E_{irraggiata} \cdot \eta_{pannelli} \cdot \eta_{globale}$$

Da cui assumendo valori medi per l'energia irraggiata, l'efficienza dei pannelli e l'efficienza globale dell'impianto ed assumendo che non vi siano ombreggiamenti si ricava che la producibilità specifica media di un impianto fotovoltaico fisso in Italia orientato nella maniera ottimale (Azimut 0°, tilt 30°) è pari a:

$$prod_{spec} = 1750 \frac{kWh}{m^2 anno} \cdot 0.14 \cdot 0.78 = 191 \frac{kWh}{m^2 anno}$$

± 15% in funzione della località.

Considerando che la potenza dei pannelli fotovoltaici viene misurata in condizioni standard (di seguito STC – Standard Operating Conditions) di irraggiamento pari ad 1 kW/m² si può ipotizzare che l'energia annualmente irraggiata corrisponda ad un numero n di ore di funzionamento a pieno carico, in cui la potenza termica irraggiata sul piano dei moduli risulti esattamente pari ad 1 kW/m².

La producibilità di P kW installati risulta dunque funzione del numero di ore equivalenti, al netto delle perdite, secondo la relazione:

$$\frac{prod}{P} = \frac{E_{irraggiata}}{I_{STC}} \cdot \eta_{globale}$$

Allo stesso modo, assumendo valori medi per l'efficienza globale dell'impianto, si ricava la producibilità specifica media di un impianto fotovoltaico fisso in Italia orientato nella maniera ottimale, pari a:

$$prod_{spec} = \frac{1750 \frac{kWh}{m^2 anno}}{1 \frac{kW}{m^2}} \cdot 0.78 = 1365 \frac{kWh}{kWp anno}$$

± 15% in funzione della località.

Per un calcolo più dettagliato l'efficienza globale dell'impianto può essere correlata alle perdite, riassumibili in 8 categorie:

- Perdite per temperatura
- Perdite per riflessione
- Perdite per livello di irraggiamento
- Perdite per sporcamento
- Perdite per mismatching
- Perdite Ohmiche
- Perdite nel sistema di conversione
- Perdite per ombreggiamenti locali e clinometrici

Note tutte le perdite (in percentuale) l'efficienza globale può essere calcolata come prodotto delle efficienze specifiche, ovvero:

$$\eta_{globale} = \prod_i (100 - Perdita_i)$$

Riassunto perdite

Perdita	Sistema fisso	Sistema a inseguimento
Temperatura	4 - 7 %	5 - 8 %
Riflessione	3 %	1.5 %
Sporcamento	1 %	1 %
Livello di irraggiamento	2 - 3 %	1 - 2 %
Mismatching	2 - 3 %	2 - 3 %
Ohmiche	1.5 - 3 %	2.5 - 4 %
Inverter	4 - 5 %	4 - 5 %
Totale	17.5 - 25 %	17 - 24.5 %
Efficienza intrinseca	75 - 82.5 %	75.5 - 83 %

Le perdite fin qui elencate sono considerate intrinseche del sistema “impianto” a differenza di quelle relative agli ombreggiamenti, che sono una caratteristica del sito di installazione e per questo verranno trattate in maniera separata.

Campo fotovoltaico: stima delle perdite per ombreggiamento

Le perdite per ombreggiamento sono una caratteristica del sito di installazione e si dividono in due categorie:

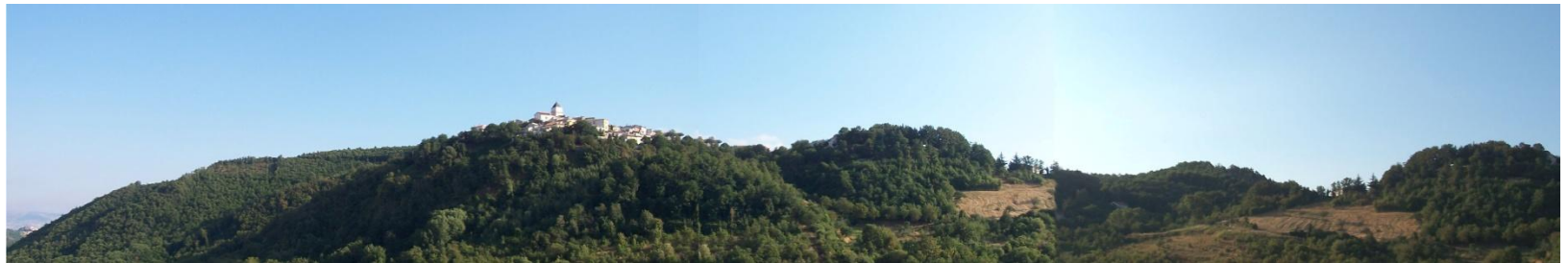
Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi, edifici, ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano istantaneamente uguali per ogni modulo ed ogni stringa che compone il campo fotovoltaico.

Gli ombreggiamenti locali sono dovuti alla presenza di alberi, edifici, pali, fili, antenne, comignoli, ecc. posti a piccola distanza dal campo fotovoltaico, pertanto l'ombreggiamento non è omogeneo ma va a concentrarsi su pochi moduli o parte di essi.

Ombreggiamenti clinometrici

L'ombreggiamento clinometrico difficilmente non essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima delle perdite da ombreggiamento clinometrico può essere fatta riportando il profilo dell'orizzonte, misurato con un tacheometro in termini di altezza ed in funzione dell'angolo di azimut, sul diagramma di altezza solare.

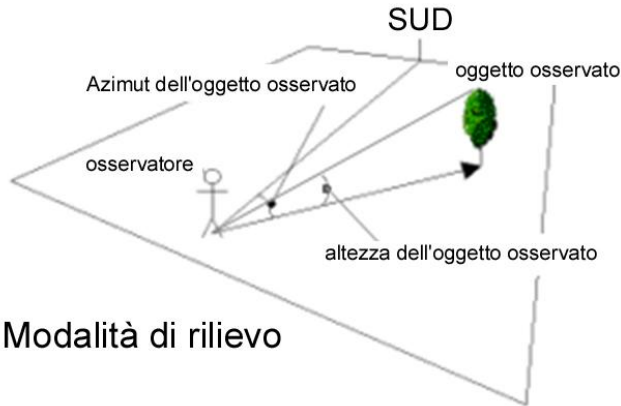
Esempio di calcolo delle perdite – *Orizzonte visto da località Taverne - Guardia Lombardi (AV)*



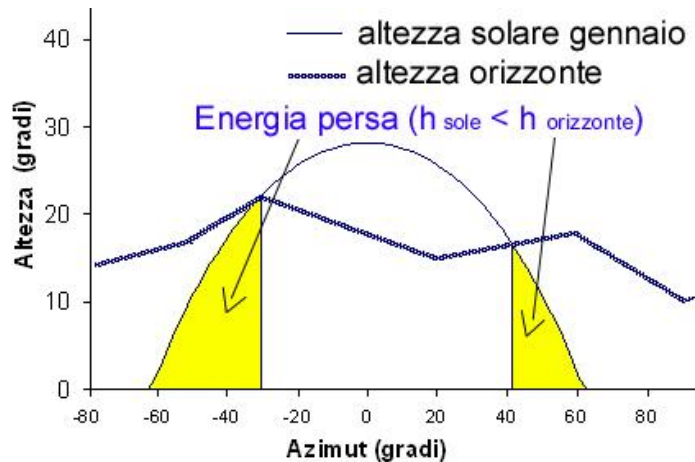
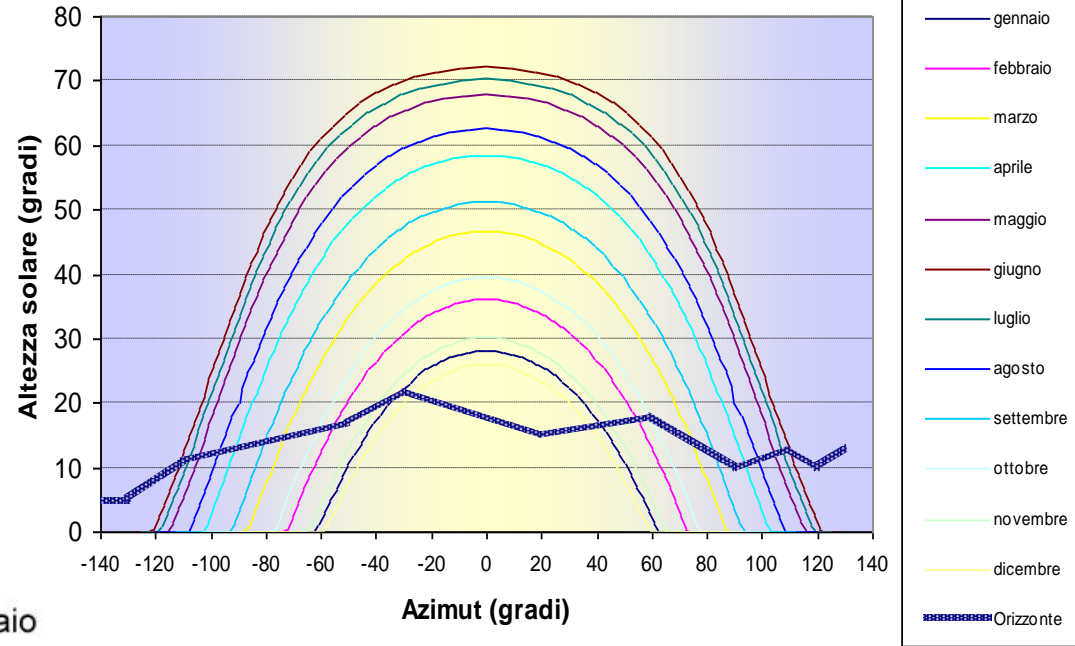
Rilievo altezza orizzonte con tacheometro



Ombreggiamenti clinometrici



Modalità di rilievo



Calcolo di prima approssimazione:
Rapporto fra le aree
Calcolo di seconda approssimazione:
SOLE Advanced



Ombreggiamenti locali

Gli effetti degli ombreggiamenti locali possono essere sensibilmente ridotti o addirittura annullati con una accurata progettazione.



Ombreggiamenti locali

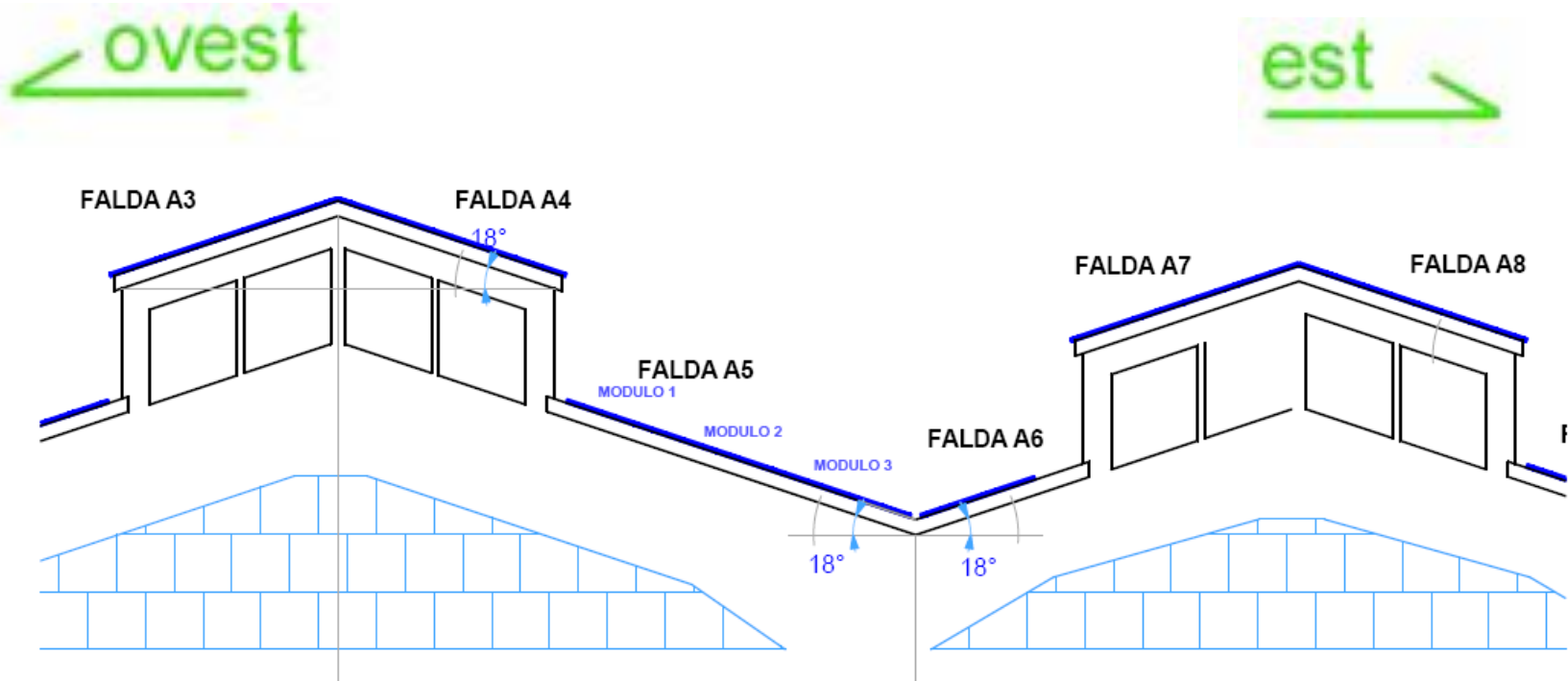


TIPOLOGIA SPECIFICA 1, caso A
(tetto a falda con moduli che coprono una parte della copertura)

Qualora la soluzione proposta fosse simile a quella rappresentata in figura il riconoscimento dell'integrazione totale non sarebbe concesso perché la posizione dei moduli non rispetta la geometria della falda. Inoltre non sarebbe riconosciuta nemmeno l'integrazione parziale in quanto i moduli sporgono rispetto alla falda di copertura.

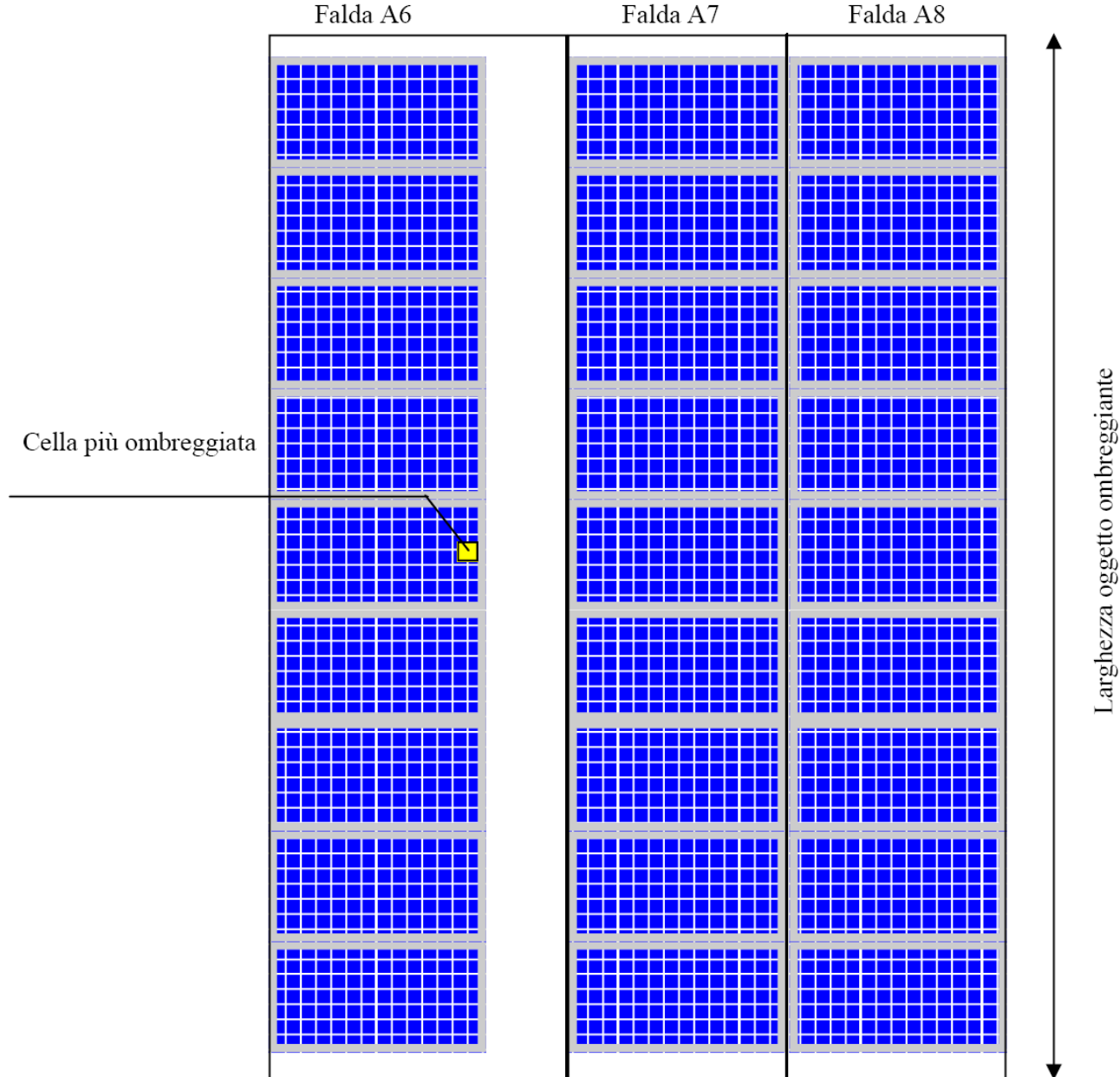
Per la stima degli ombreggiamenti locali è possibile utilizzare il software *SOLE Advanced*.

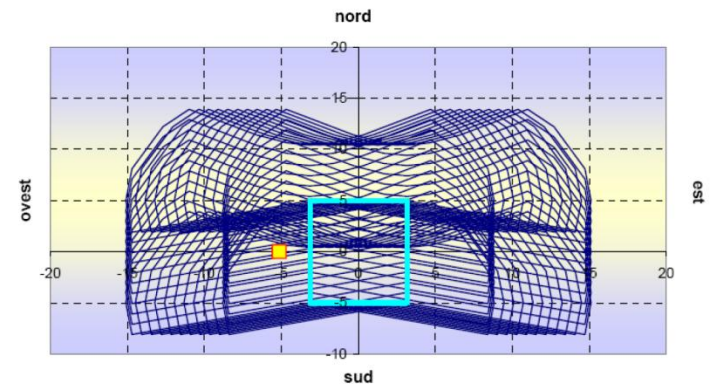
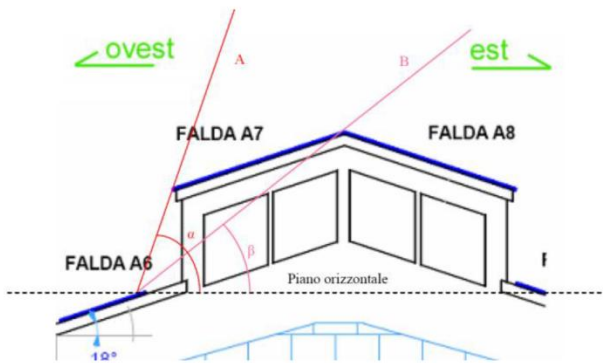
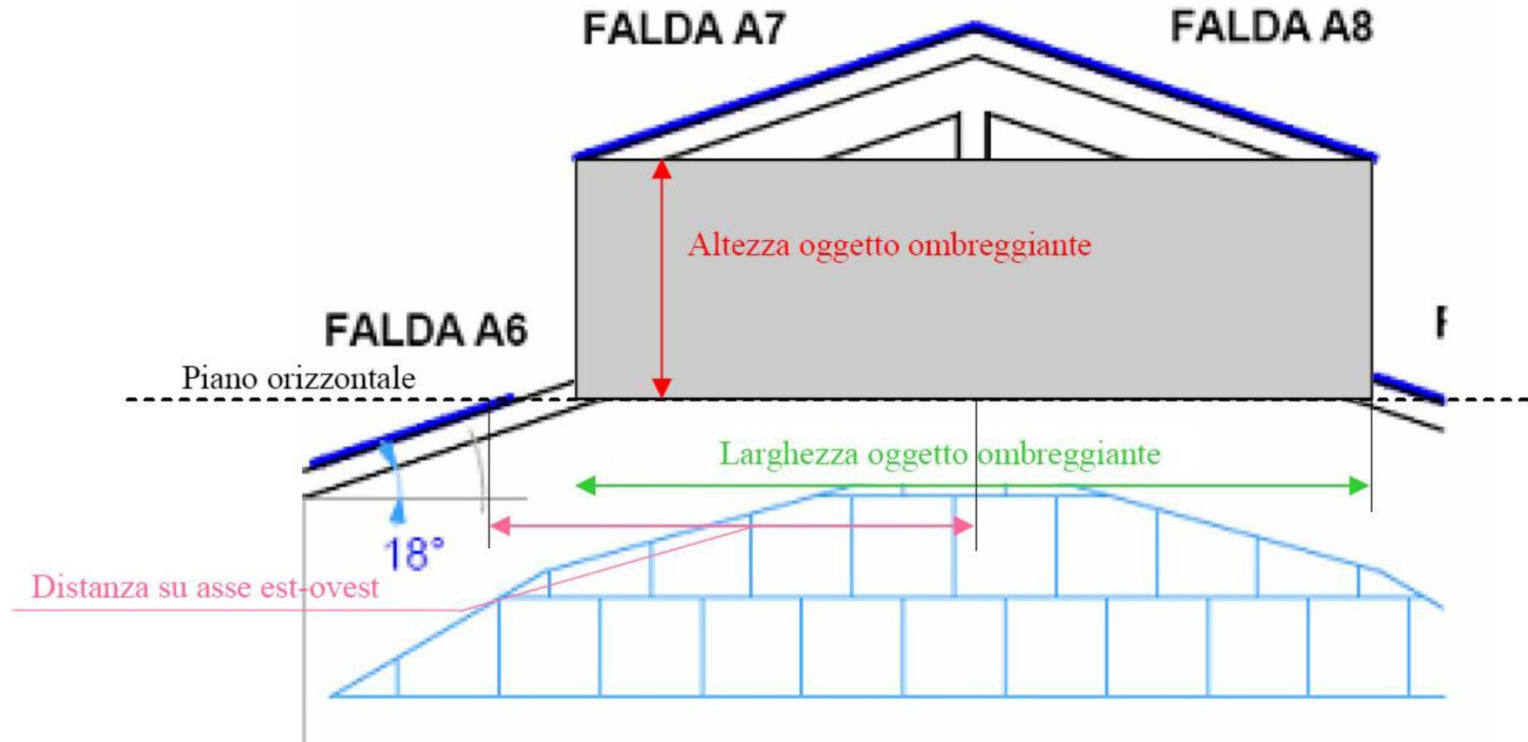
Esempio di applicazione software *SOLE Advanced*:



Ombreggiamento su falda A6 rispettivamente da A4 e A7





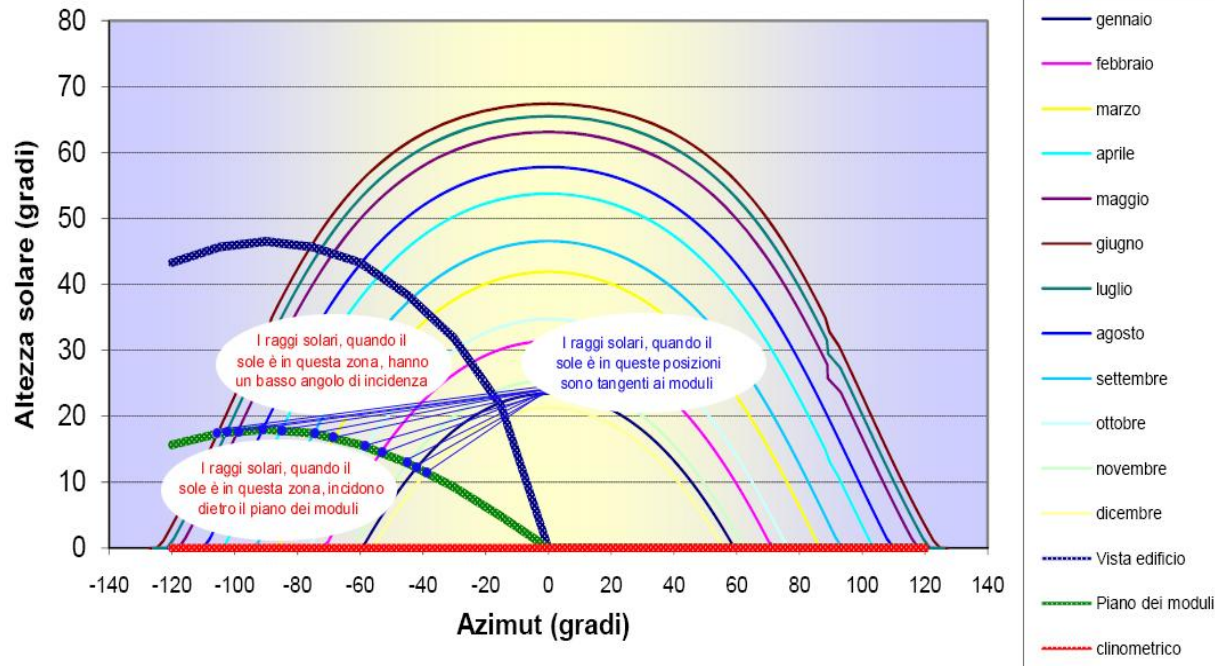


Altezza 2,11 m
Larghezza 6,30 m
Profondità 10 m
Angolo rotazione 0 °
Coordinata x -5,15 m
Coordinata y 0 m
Angolo tilt 18 °
Orientamento 90 °
Località: Trieste
Normativa: UNI 10349

Risultati numerici:

Mese	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio
energia irraggiata sul piano dei moduli (kWh/mq)	37.33	56.64	95.08	128.41	169.33	175.76	197.09
energia persa per ombreggiamento (kWh/mq)	1.81	2.87	4.95	5.83	7.87	7.98	9.28
perdita in percentuale	4.9%	5.1%	5.2%	4.5%	4.7%	4.5%	4.7%
energia utile (kWh/mq)	35.51	53.77	90.13	122.58	161.45	167.77	187.81

Mese	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
energia irraggiata sul piano dei moduli (kWh/mq)	169.95	122.55	82.87	42.85	34.02	1311.87
energia persa per ombreggiamento (kWh/mq)	8.63	7.09	4.48	2.49	1.96	65.25
perdita in percentuale	5.1%	5.8%	5.4%	5.8%	5.8%	5.0%
energia utile (kWh/mq)	161.32	115.47	78.39	40.36	32.06	1246.63

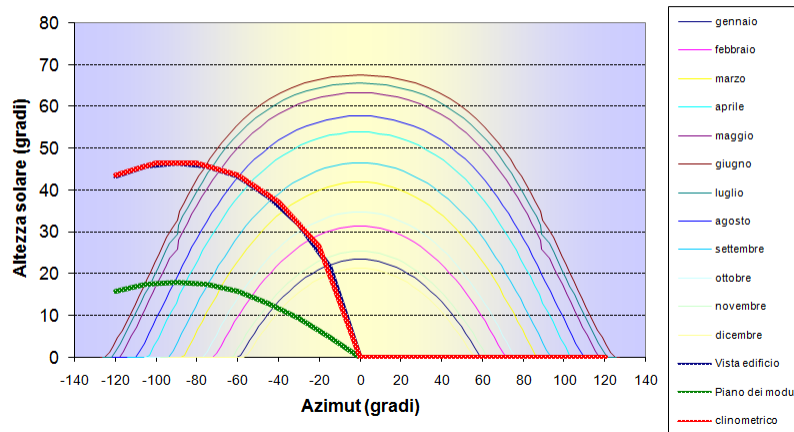


Per quanto al combinare insieme più effetti, è possibile realizzare un clinometrico virtuale: partendo dalla condizione nella figura precedente, si imposti un clinometrico che pressappoco ricalca la linea blu, come nella figura sottostante:

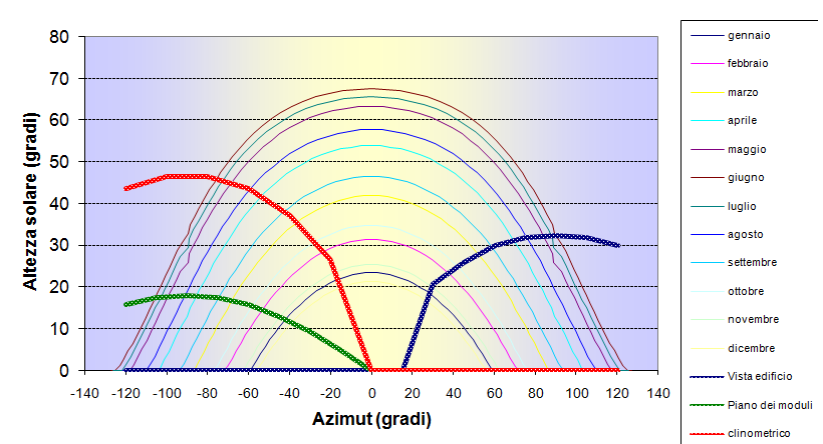
A questo punto è possibile inserire un nuovo oggetto ombreggiante, ad esempio il torrino ad ovest:

Inserire dati clinometria													
Azimet	-120.00	-100.00	-80.00	-60.00	-40.00	-20.00	0.00	20.00	40.00	60.00	80.00	100.00	120.00
Altezza solare (gradi)	43.5	46.5	46.5	43.5	37	26.5	0	0	0	0	0	0	0

Vista orizzonte dal pannello



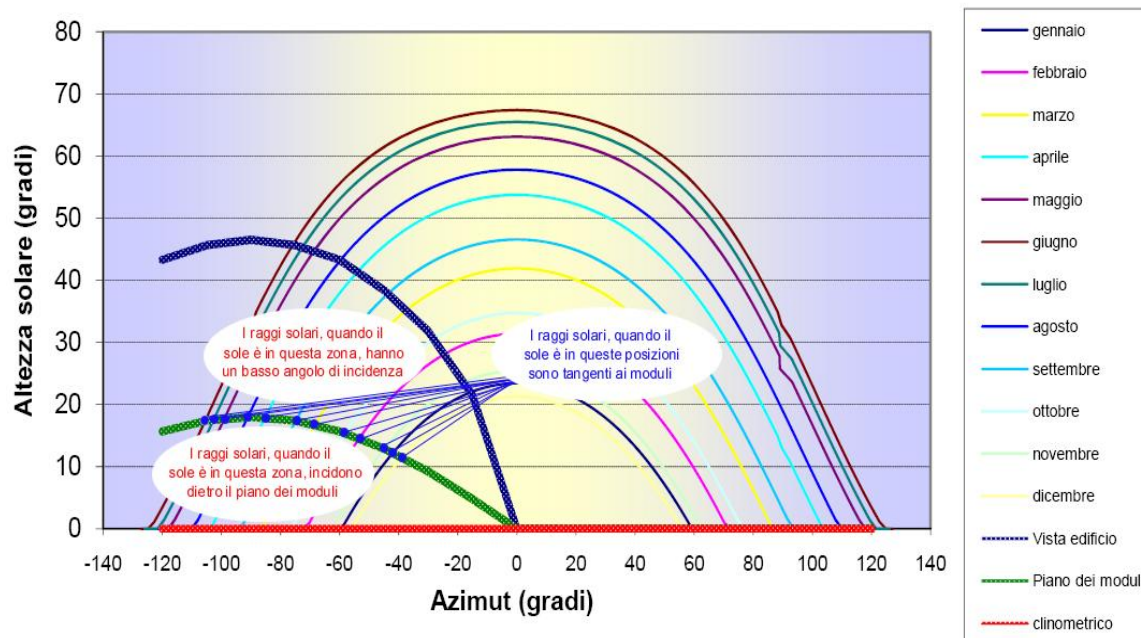
Vista orizzonte dal pannello



I valori di perdita restituiti per l'ombreggiamento dovuto ad A4 (oltre 13%) è maggiore di quello dovuto ad A7 (5%).

Infatti, essendo il modulo orientato ad ovest, i corpi ombreggianti che si trovano ad ovest rispetto al pannello vanno ad intercettare dei raggi solari che comportano una maggiore producibilità in quanto sono quasi ortogonali al pannello.

Invece i corpi ad est intercettano dei raggi solari che incidono quasi tangenzialmente, addirittura a volte intercettano dei raggi solari che sono dietro il piano dei moduli.





Un altro metodo per determinare la producibilità di un impianto fotovoltaico è costituito dall'utilizzo dell'applicativo dell'Unione Europea PVGIS

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

Il PVGIS calcola in automatico le perdite per temperatura e riflessione, pertanto le perdite da imporre nella casella “Stima di perdite del sistema (%)” sono:

Perdita	Sistema fisso	Sistema a inseguimento
Sporcamento	1 %	1 %
Livello di irraggiamento	2 - 3 %	1 - 2 %
Mismatching	2 - 3 %	2 - 3 %
Ohmiche	1.5 - 3 %	2.5 - 4 %
Inverter	4 - 5 %	4 - 5 %
Perdite per ombreggiamenti	? (accettabile max 4-8%)	? (accettabile max 6-10%)
Totale	10.5 - ? %	10.5 - ? %

Tecnologia dei sistemi di conversione

Obbiettivo:

- Scelta ed il dimensionamento del sistema di conversione.
- Definire i criteri per la connessione.

L'inverter può definirsi come quel componente di sistema, che configura il livello di potenza trasferita dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore elettrico, assolvendo a tre fondamentali funzioni:

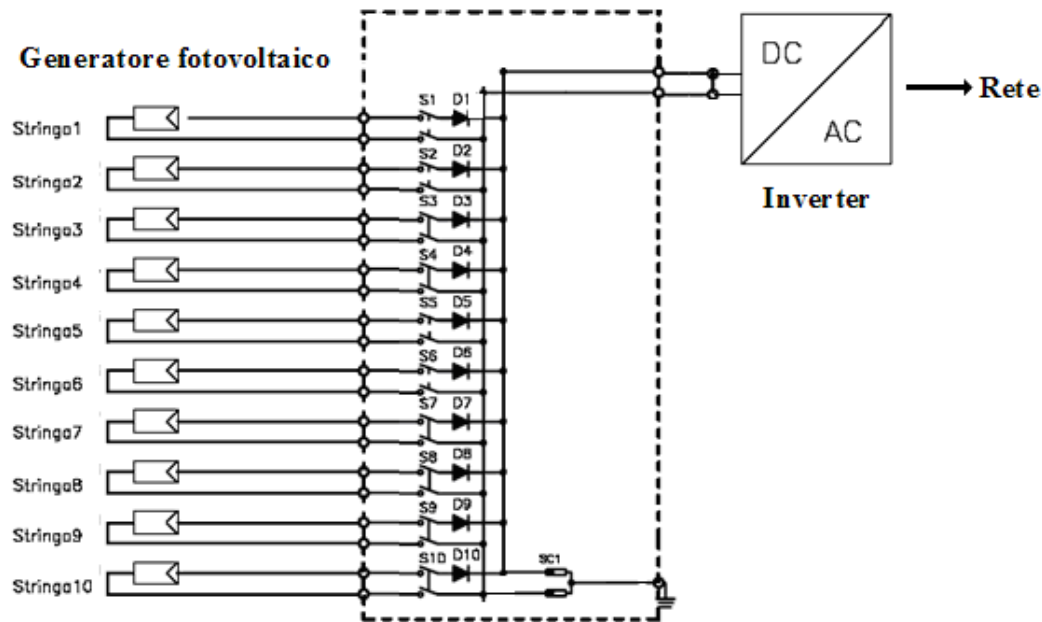
1. trasforma la forma d'onda continua, CC, della corrente elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico, nella forma d'onda CA, ovvero corrente alternata, ad un livello di tensione e frequenza compatibili e in fase con quelli della rete elettrica, a cui viene connesso in parallelo l'impianto solare fotovoltaico;
2. Permette di far funzionare istantaneamente il generatore fotovoltaico, nelle condizioni di massima efficienza, ovvero al punto di massima potenza (MPPT - Maximum Power Point Tracker);
3. Permette il monitoraggio dell'intero sistema, impianto fotovoltaico – rete elettrica, permettendo di operare in condizioni di sicurezza.

Gli inverter possono essere classificati in funzione del tipo di conversione, centralizzata o distribuita, che attuano nel trasferimento di potenza, riconoscendoli in due macro-famiglie:

**Inverter centrali:
conversione centralizzata**

**Inverter parziali:
conversione distribuita**

Inverter centrali → un unico inverter per l'intero generatore fotovoltaico, il quale è costituito dal parallelo di m-stringhe nominalmente equivalenti, ciascuna dotata del proprio diodo di blocco.



Vantaggi:

Efficienza di trasformazione
Costo

Svantaggi:

Mismatching
Totale fermo impianto
Sistema di monitoraggio
Stringhe equivalenti

Esempio di conversione centralizzata – Inverter centrale

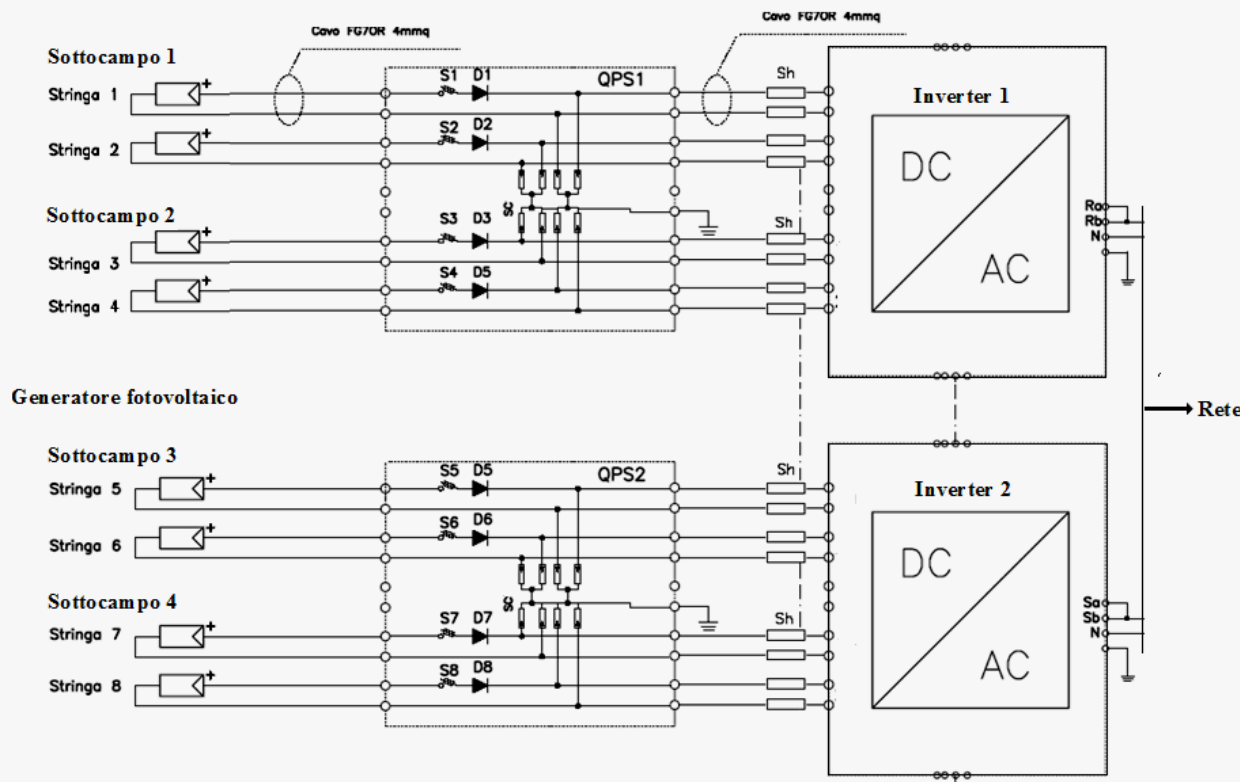
Inverter parziali → il generatore fotovoltaico è parzializzato su più inverter.

Vantaggi:

- Modularità
- Basso mismatching
- Fermo parziale impianto
- Monitoraggio intrinseco
- Ombreggiamenti locali
- Stringhe non equivalenti

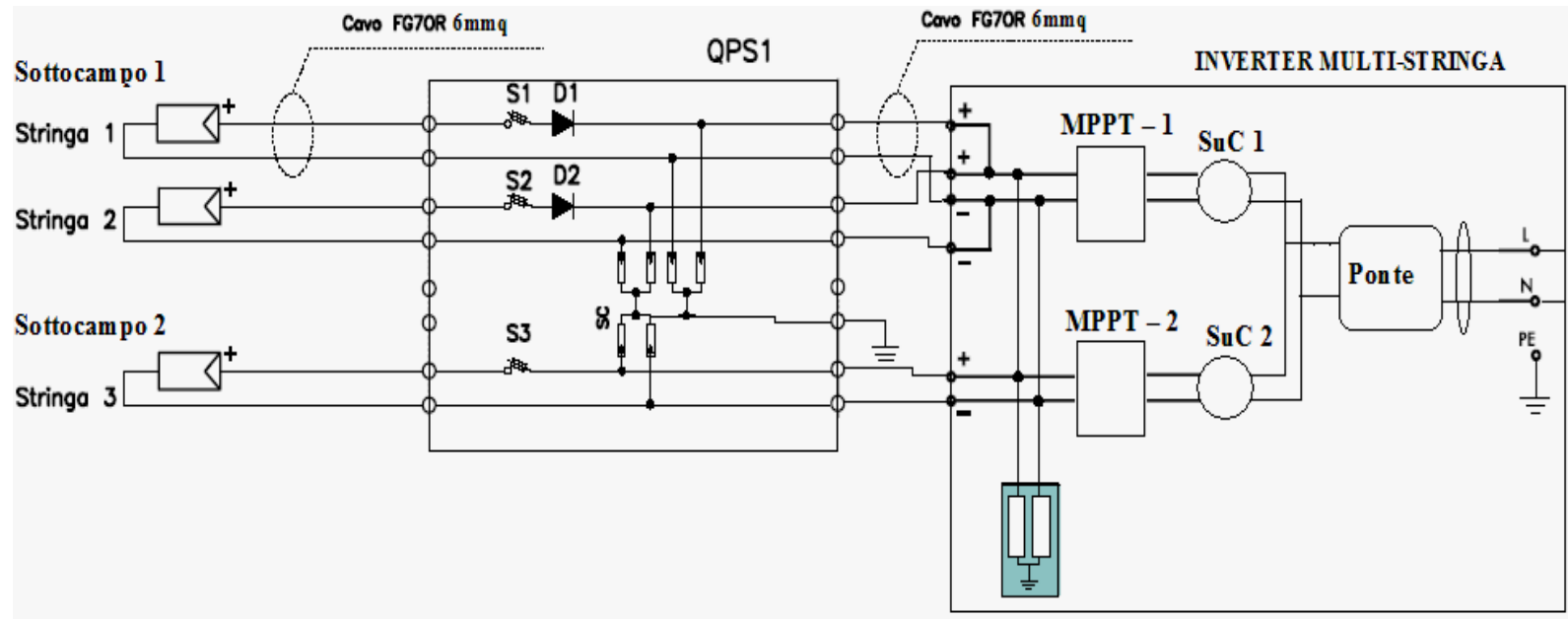
Svantaggi:

- Costo
- Spazio
- Cablaggi



Esempio di conversione distribuita – Inverter di sottocampo

Casi particolari → **Inverter Multistringa**: ricevono in ingresso n-sottocampi costituiti da m-stringhe nominalmente non equivalenti, in quanto sono in grado di inseguire due o più punti di massima di massima potenza (MPP) del generatore fotovoltaico.



Esempio di conversione distribuita – Inverter multistringa

Casi particolari → **Inverter di Modulo o Micro inverter:** i microinverter sono fissati a ciascun modulo e operano la conversione della corrente, da continua in alternata, direttamente sul tetto, senza che sia necessario un inverter centrale. In questo modo il cablaggio ad alta tensione viene eliminato: la conversione da CC a CA avviene in ogni modulo solare e non vi è rischio di formazione di archi elettrici. L'energia prodotta da ogni combinazione di modulo e micro-inverter agisce quindi come un generatore di energia CA a 220V autonomo ed indipendente dal resto del sistema. La potenza sopportabile dai microinverter è dimensionata in base a quella tipica del pannello.

*Esempio di conversione distribuita
Micro Inverter*



Verifiche di compatibilità lato CC: tensioni ammissibili

Per quanto riguarda la sezione in CC, la tensione in ingresso all'inverter deve essere confrontata con la tensione di stringa del generatore fotovoltaico.

L'interfacciamento, va costruito relazionando la terna-inverter:

V_{max} - tensione massima applicabile in ingresso all'inverter

V_{MPPT min} - tensione minima del range cui il convertitore riesce ad inseguire l'MPP

V_{MPPT max} - tensione massima del range cui il convertitore riesce ad inseguire l'MPP

ad una terna di parametri caratteristici di funzionamento del generatore fotovoltaico, rispettivamente:

V_{OC} (T_{min}) - tensione a vuoto ottenuta in corrispondenza della temperatura minima

V_{Min} (T_{max}) - livello di tensione nel punto di massima potenza, alla T_{max}

V_{Max} (T_{min}) - livello di tensione nel punto di massima potenza, alla T_{min}

Devono essere verificate le disuguaglianze:

$$VOC (T_{min}) < V_{max}$$

$$V_{Min} (T_{max}) > V_{MPPT \ min}$$

$$V_{Max} (T_{min}) < V_{MPPT \ max}$$

$$VOC (T) = V_{oc,STC} - \beta (25 - T_{cel})$$

$$V_M (T) = V_{m,STC} - \beta' (25 - T_{cel})$$

$$\text{Italia: } T_{min} = -10 \text{ } ^\circ \text{ C; } T_{max} = 70 \text{ } ^\circ \text{ C}$$

MODULI FOTOVOLTAICI

Dati generali	
Costruttore	
Modello	
Parametri Elettrici	
Potenza nominale (P_{mpp})	175 Wp
Tolleranza di potenza (P_{mpp})	$\pm 5 \%$
Tensione alla massima potenza, nominale (V_{mpp})	35,4 V
Corrente alla massima potenza, nominale (I_{mpp})	4,95 A
Tensione a vuoto (V_{oc})	44,4 V
Corrente di corto circuito (I_{sc})	5,40 A
Tensione massima del sistema	1000 V
Grado di efficienza del modulo	
Coefficiente di temperatura (P_{mpp})	- 0,5 %/°C
Coefficiente di temperatura (I_{sc})	2 mA/°C
Coefficiente di temperatura (V_{oc})	- 0,144 V/°C
Coefficiente di temperatura (V_{mpp})	- 0,115 V/°C

β

β'

Dati generali	
Costruttore	
Modello	
Dati d'ingresso	
Potenza CC nom. ($P_{CC, nom}$)	4000 W
Tensione CC max. ($V_{CC, max}$)	800 V
Range di tensione FV, MPTT (V_{MPP})	220 - 750 V
Corrente d'ingresso ($I_{FV, max}$)	15,2 A
Numero max. stringhe (parallele)	2
Dispositivo di separazione CC	sì
Monitoraggio della dispersione a terra	sì
Protezione contro l'inversione della polarità	Diode di cortocircuito
Dati d'uscita	
Potenza CA max ($P_{CA, max}$)	3800 W
Potenza nominale CA ($P_{CA, nom}$)	3400 W
Corrente massima CA ($I_{CA, max}$)	16,5 A
Corrente nominale CA ($I_{CA, nom}$)	14,8 A
Fattore di distorsione	< 3%
Tensione nominale ($V_{CA, nom}$)	196 V - 253 V
Frequenza nominale CA ($f_{CA, nom}$)	49,7 - 50,3 Hz
Fattore di potenza ($\cos \varphi$)	1
Grado di rendimento	
Grado di rendimento max.	96,5 %
Rendimento europeo	95,0 %
Tipo di protezione	
secondo DIN EN 60529	IP65
Caratteristiche meccaniche	
Larghezza x Altezza x Profondità (mm)	377 x 620 x 226
Peso	27 kg.

Verifiche di compatibilità lato CC: Fattore di derating

L'adattamento inverter-campo fotovoltaico deve essere anche visto in funzione del livello di potenza nominale fotovoltaica agganciata al convertitore. Per i sistemi fissi, si consiglia un rapporto tra il livello di potenza attiva erogata nella rete del distributore e il livello di potenza di picco del generatore fotovoltaico compresa tra 0,78 e 0.9;

Risulta chiaro che essendo un rapporto che varia in funzione della potenza nominale del generatore fotovoltaico, e risultando la potenza effettivamente erogata dal generatore variabile a seconda del microclima locale (latitudine, condizioni meteo) e del layout di impianto (geometria del campo fotovoltaico, ombreggiamenti, ecc), potrebbe dar luogo a situazioni di potenza generata non compatibili con i livelli erogabili dal convertitore. Per questa ragione, il convertitore è dotato di una limitazione automatica della potenza erogata.

Le verifiche fin qui esposte possono essere effettuate anche con dei software specifici rilasciati dai produttori degli inverters.

Dal campo FV al punto di consegna

Obbiettivo:

- Fornire i criteri per la scelta ed il dimensionamento di tutti i dispositivi presenti all'interno dei quadri e dei cablaggi.
- Progettazione dell'impianto di messa a terra.

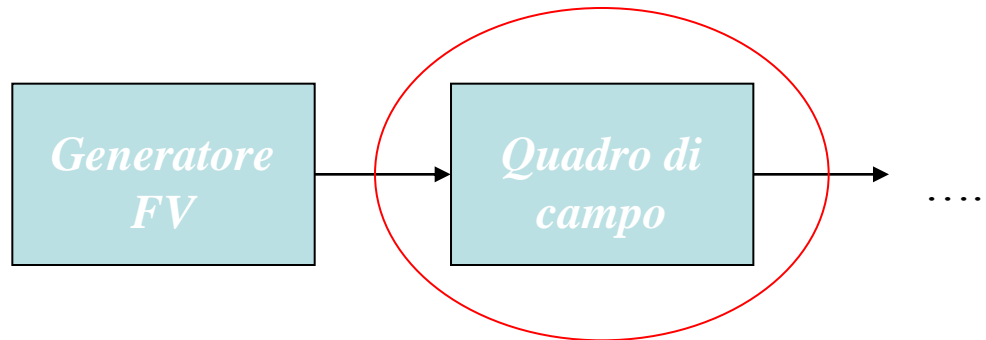
Nelle sezioni precedenti si sono forniti i criteri per la scelta ed il dimensionamento dei componenti principali dell'impianto:

Generatore FV

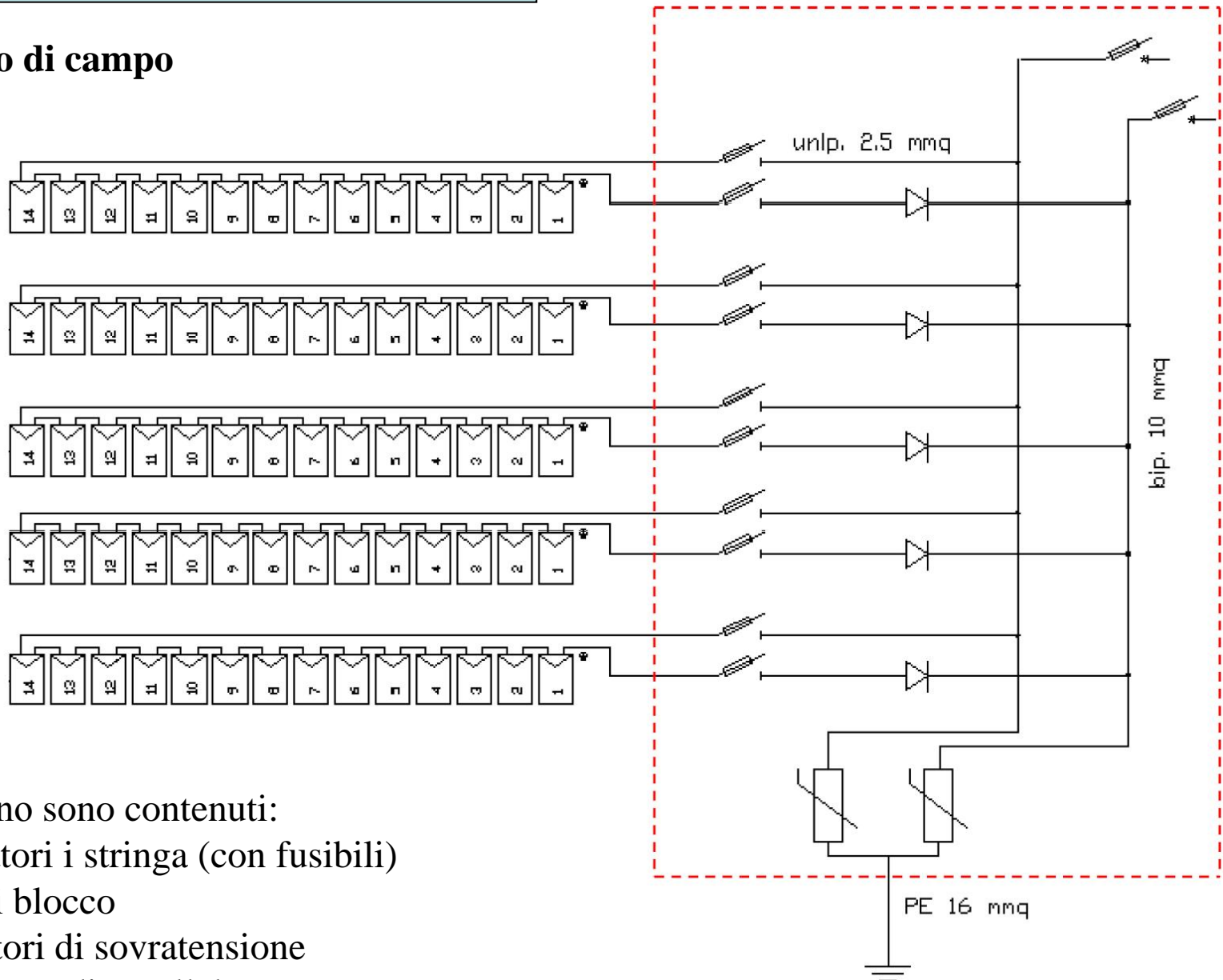
Sistema di conversione

Protezioni di interfaccia

In questa sezione si darà spazio ai componenti cosiddetti “minori”, ovvero poco rilevanti dal punto di vista prestazionale, ma comunque imprescindibili da quello funzionale, seguendo un ordine logico che va dal generatore fotovoltaico al punto di consegna.



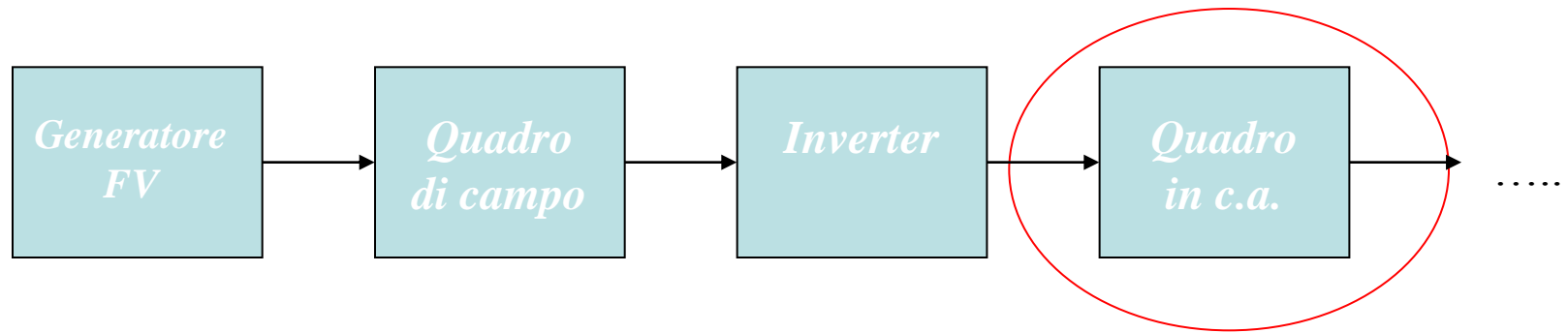
Quadro di campo



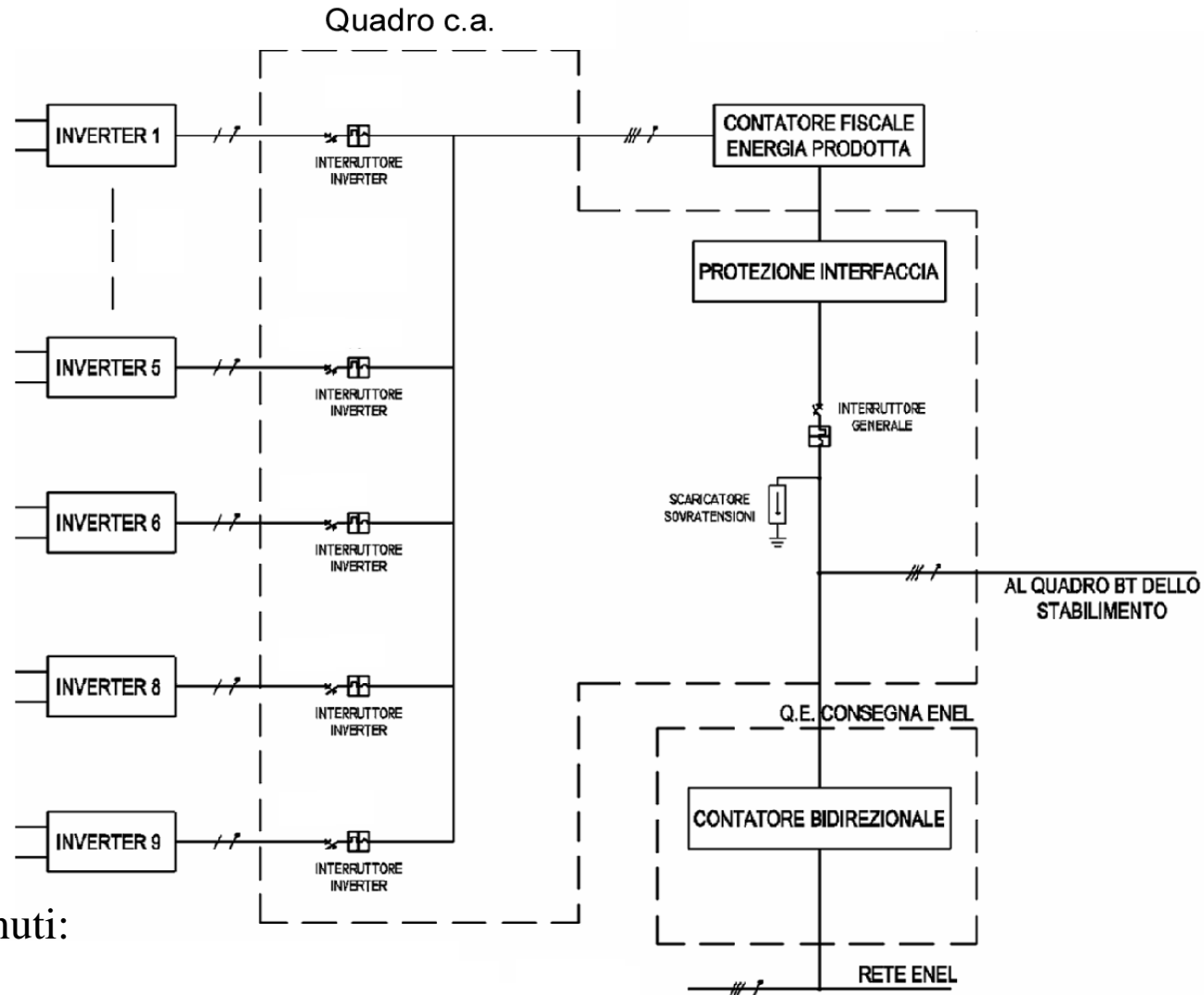
All'interno sono contenuti:

- sezionatori i stringa (con fusibili)
- diodi di blocco
- scaricatori di sovratensione
- interruttore di parallelo

Proseguendo secondo l'ordine logico che va dal generatore fotovoltaico al punto di consegna, si incontra il sistema di conversione (già analizzato) ed il quadro in c.a.



Quadro c.a.



All'interno sono contenuti:

- interruttori inverter
- protezione di interfaccia
- scaricatori di sovratensione
- interruttore generale

La connessione alla rete

Obbiettivo:

- Presentare la normativa di riferimento.
- La CEI0-21 e la CEI0-16.
- I principali dispositivi ed elementi necessari per la connessione
- Le differenti tipologie di connessione alla rete

Connessione alla rete di distribuzione

La taglia di potenza massima in uscita dall'inverter determina il tipo di allaccio alla rete elettrica:

FINO AL 31 DICEMBRE 2008:

- monofase BT per impianti con $P \leq 6$ kW
- trifase BT per impianti con $6 \text{ kW} < P \leq 50$ kW
- trifase MT per impianti con $P > 50$ kW

DAL 1 GENNAIO 2009:

- monofase BT per impianti con $P \leq 6$ kW
- trifase BT per impianti con $6 \text{ kW} < P \leq 100$ kW
- trifase MT per impianti con $P > 100$ kW

Nel caso di connessione trifase, l'ingresso in rete può essere realizzato con inverter ad output trifase o con più inverter ad output monofase collegati a stella, con l'accortezza di distribuire il livello di potenza erogato sulle tre fasi in modo da evitare squilibri superiori ai 6 kW (differenza di potenza tra fase con maggiore erogazione e fase con minore erogazione di potenza).

Vecchia normativa (prima dell'entrata in vigore della nuova CEI0-16 e della CEI0-21)

Sistema	Monofase	Trifase	
Potenza impianto	≤ 6 kW	≤ 20 kW	> 20 kW
Tipologia generatore			
Impianti collegati tramite sistema di conversione (DC/AC o AC/AC)	Funzioni PIB anche assolte da sistema controllo inverter		Funzioni PIB assolte da dispositivo dedicato (separato dal sistema di conversione)

Si distinguono due casi in funzione della potenza complessiva dell'impianto di produzione:

- $P \leq 20$ kW
- $P > 20$ kW

Nel primo caso, per la protezione di interfaccia è possibile utilizzare la funzione di relé di protezione di min/max tensione, min/max frequenza, integrata nei singoli inverter, fino ad un massimo di 3 inverter.

Nel secondo caso occorre invece installare un dispositivo di protezione esterno (relé di sorveglianza rete).

L'interfacciamento di sistema inverter/rete è regolato dalla norma CEI 0-16 e dalle prescrizioni dei distributori elettrici locali che, nel caso di Enel S.p.A, sono elencate nelle *DK 5940 "Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di Enel distribuzione – Aprile 2007 Ed.2.2"*, nelle *"Guida alle connessioni"*

N O R M A I T A L I A N A C E I

Guida

CEI 82-25;V1

Data Pubblicazione

2011-10

Titolo

Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione

N O R M A I T A L I A N A C E I

Norma Italiana

CEI 0-21

Data Pubblicazione

2012-06

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

N O R M A I T A L I A N A C E I

Norma Italiana

CEI 0-16

Data Pubblicazione

2012-12

Titolo

Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

Tabella 6 – Soluzioni di collegamento indicative per la connessione alle reti di distribuzione MT

	Potenza disponibile [MW]	Rete	D	B2	C	A	B1
			Derivazione a T	Antenna su CS	Antenna su CS in derivazione	Entra-Esce	Antenna su CP
Utenti passivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X	X	X	X	-
	0,2 - 1	MT	X ⁽¹⁾	X	X	X	-
	1 - 3	MT	-	X	X	X	X
	3 - 10	MT	-	x	X	X	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc
	Potenza nominale [MW]						
Utenti attivi	0,1 - 0,2	BT	nc	nc	nc	nc	nc
		MT	X ⁽¹⁾	X	X	X	-
	0,2 - 1	MT	-	X	X	X	X
	1 - 3	MT	-	-	-	X	X
	3 - 6	MT	-	-	-	-	X
	6 - 10	MT	-	-	-	-	X
		AT	nc	nc	nc	nc	nc

Legenda

x: soluzione consigliata

x⁽¹⁾: soluzione praticabile ma non consigliata (per Utenti passivi fino a 0,4 MW)

-: soluzione sconsigliata

nc: casistica non considerata in questa Tabella

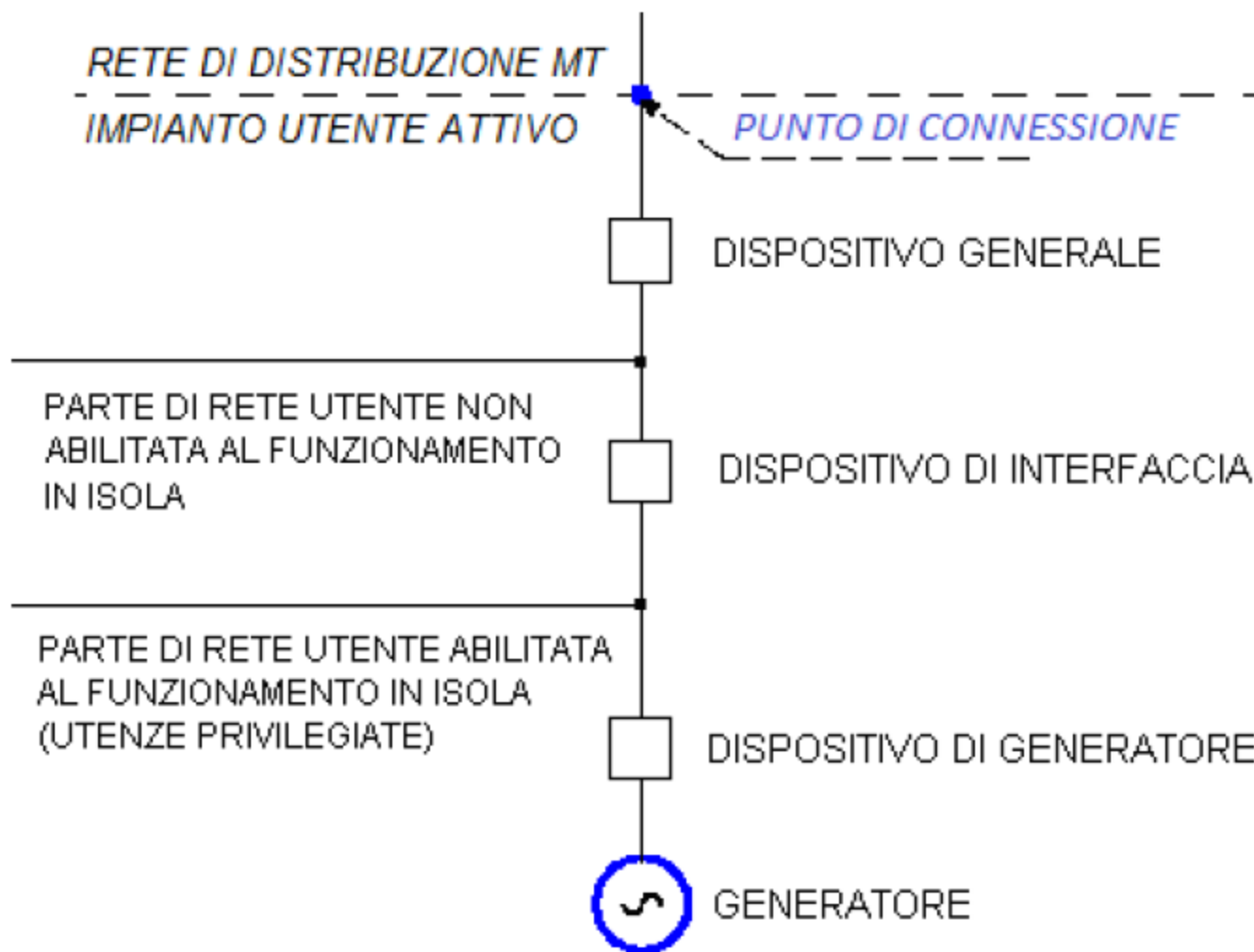


Figura 13 –Schema di principio della connessione di un impianto di produzione

3.19 Dispositivo Generale di utente (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore. Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG è unico. In caso di più linee di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG può essere costituito da due DGL.

3.15 Dispositivo Di Generatore (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

3.16 Dispositivo Di Interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

3.17 Dispositivo Di Rincalzo (DDR)

Apparecchiatura con idonea capacità di manovra, apertura e sezionamento, la cui apertura separa la rete del Distributore dai gruppi di generazione del produttore nel caso di intervento delle Protezioni di Interfaccia e di mancata apertura del DDI.

Il dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore devono essere ubicati nell'impianto dell'Utente.

Il comando d'apertura del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore deve poter essere effettuato sia manualmente da un operatore sia automaticamente dalle protezioni dell'Utente.

La manovra del dispositivo generale, d'interfaccia e di generatore è di pertinenza dell'Utente.

8.8.3.1 Dispositivo di Interfaccia (DDI)

Nell'ambito dell'impianto di utenza di un Utente attivo, il dispositivo di interfaccia di cui al paragrafo precedente, a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate.

Qualora il DDI sia installato sul livello MT, esso deve essere costituito da⁽⁸³⁾:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore; l'eventuale presenza di due sezionatori (uno a monte e uno a valle del DDI) è da prendere in considerazione da parte dell'utente, in funzione delle necessità di sicurezza in fase di manutenzione.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore, ovvero da un contattore coordinato con dispositivi di protezione da cortocircuito atti al sezionamento (fusibili) conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e dispositivo di interfaccia).

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

Qualora necessità impiantistiche lo imponessero⁽⁸⁴⁾, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore); per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, (è ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI), in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete (logica or).

Nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno rispetto alla richiesta di connessione, qualora la potenza complessiva dei generatori non superi i 1000 kW, è possibile installare non più di tre DDI (in MT e/o in BT), anche senza logica or.

8.8.3.2 Dispositivo del generatore (DDG)

Per gruppi di generazione MT, il dispositivo DDG può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico.

Nel caso di generatori statici a microinverter, il DDG deve essere dimensionato in funzione della potenza complessivamente sottesa ad un unico sistema di connessione.

Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia le caratteristiche: come sopra specificato, è comunque necessario che, fra ciascun gruppo di generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

8.8.8.3 Rincalzo alla mancata apertura del DDI

Per la sicurezza dell'esercizio della rete, per impianti attivi con potenze superiori a 400 kW è necessario prevedere un rincalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rincalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul(i) dispositivo(i) di generatore, con ritardo non eccedente 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia.

La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

8.6.2 Sistema di protezione di interfaccia

Le prescrizioni di cui al presente paragrafo sono finalizzate, in prospettiva, al rispetto del disposto del DM 5 maggio 2011 (art. 11 comma 3 lettera b, lettera c e lettera f).

Si premette che se il sistema di protezione di interfaccia è installato sul lato BT di un'utenza connessa alla rete MT, si applica la Norma CEI 0-16⁽⁵⁰⁾.

Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, realizza le finalità di cui in 8.2.2.1, prevedendo le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;
- protezione di massima/minima tensione;
- capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850⁽⁵¹⁾ finalizzati a
 - presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
 - comando di tele scatto.

Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da ente esterno ISO 9000 o ISO 17025.

Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 6 kW;
- un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 6 kW.

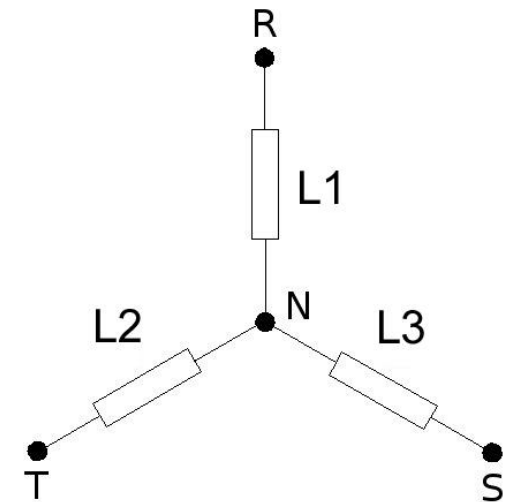
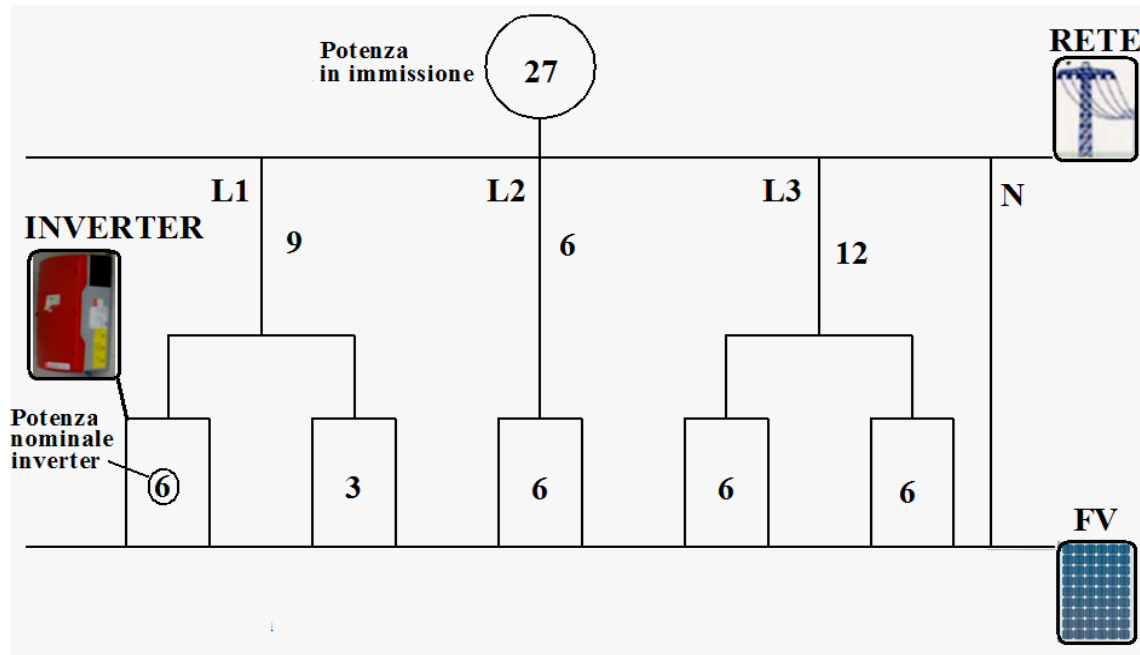
8.6.2.1 Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia

Le regolazioni del SPI sono riportate nella seguente Tabella 8.

Tabella 8 – Regolazioni del SPI

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	≤3 s
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1) ^(*)	0,85 Vn	0,4 s
Minima tensione (27.S2) ^(**)	0,4 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1) ^(†) ◇	50,5 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1) ^(†) ◇	49,5 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §
<p>(*) Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.</p> <p>** Nel caso di generatori tradizionali, il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 6 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale.</p> <p>*** Soglia obbligatoria per i soli generatori statici con potenza complessiva installata superiore a 6 kW.</p> <p>◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.</p> <p>§ Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Figura 15.</p>		

Schema connessione trifase con inverter monofasi



Connessione trifase con inverter monofasi distribuiti con squilibrio di Potenza al limite. Potenza in immissione 27 kW – configurazione a 5 inverter (5 da 6kW e 1 da 3 kW)

Schema di collegamento alle tre fasi R,S,T dell' impianto

8.3 Connessione monofase/trifase alla rete di Distribuzione

Gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico di distribuzione monofase possono avere una potenza complessiva fino a 6 kW. È facoltà del Distributore elevare la suddetta potenza fino a 10 kW. Il valore di potenza complessiva ammesso per impianti di produzione con connessione monofase alla rete di distribuzione è assunto nel seguito quale Limite allo Squilibrio Permanente (LSP).

Gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico trifase possono essere realizzati anche con generatori monofase purché la potenza dei generatori sia equamente ripartita sulle singole fasi.

8.3.1.1 Squilibrio permanente

Per impianti trifase realizzati con più unità monofasi, si ammette una installazione tale da avere un possibile squilibrio di potenza generata tra le fasi fino al limite sopra specificato (Limite di Squilibrio di Potenza, LSP) inteso come differenza tra fase con potenza maggiore e fase con potenza minore.

8.3.1.2 Squilibrio transitorio

Qualora l'installazione preveda, in qualsiasi condizione di esercizio, un possibile squilibrio superiore al valore di LSP, deve essere previsto un automatismo che riporti lo squilibrio di potenza ad un valore inferiore allo stesso LSP. L'automatismo deve inoltre provvedere a scollegare l'impianto dalla rete qualora la condizione di squilibrio persista:

- a) per un massimo di 30 minuti nel caso lo squilibrio sia compreso tra 6 kW e 10 kW. Qualora il Distributore abbia elevato il limite di potenza per la connessione monofase a 10 kW, questa condizione non deve essere attuata;
- b) per un massimo di 1 minuto nel caso lo squilibrio superi i 10 kW.

Il suddetto automatismo deve soddisfare i requisiti di prova riportati in A.4.10.

Sistemi di ancoraggio

Obbiettivo:

- installazioni su tetto a falda.
- installazioni su tetto piano.
- installazioni con inseguitori.

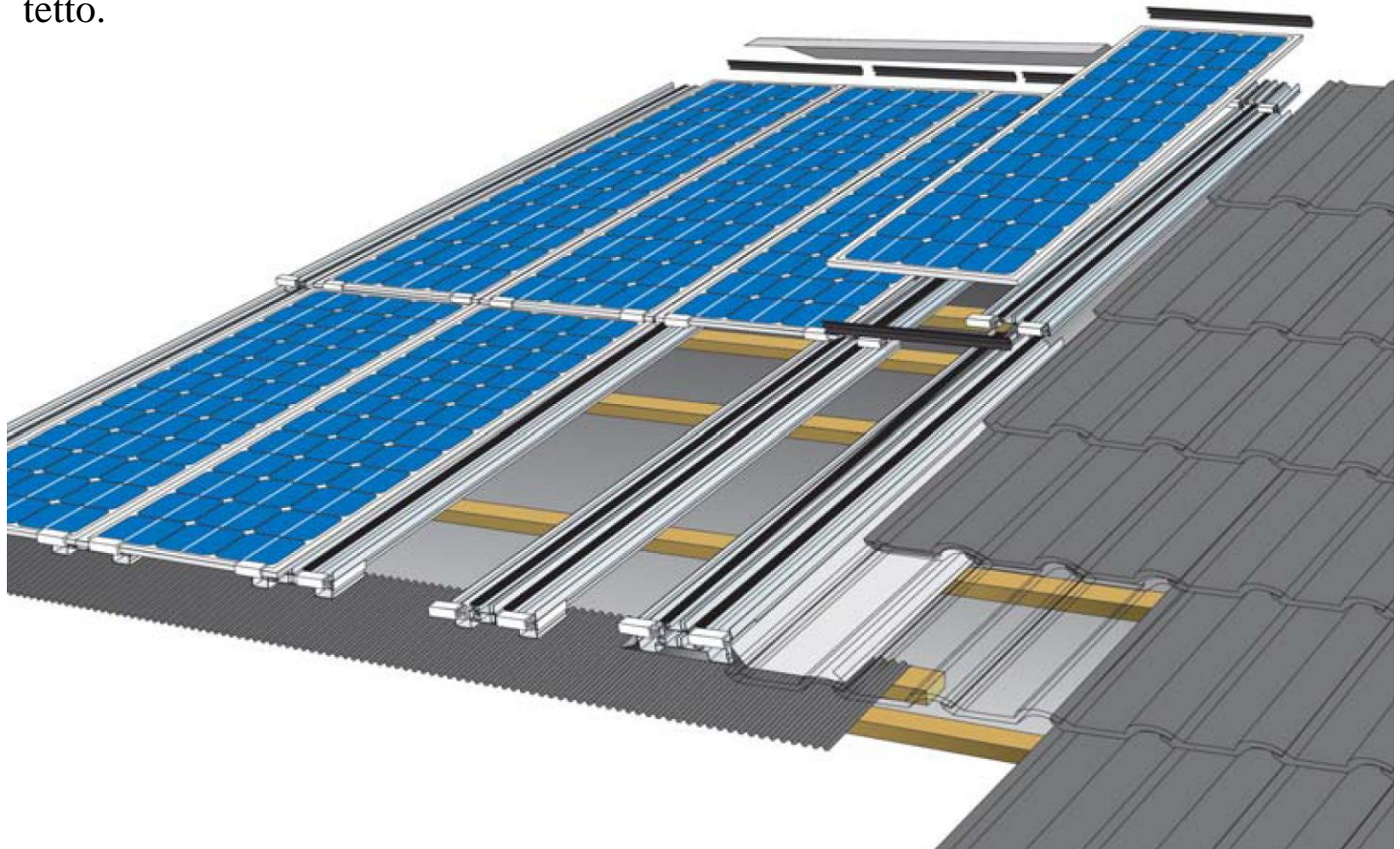
Strutture di ancoraggio – tetti a falda

Sistemi di ancoraggio P.I.A – Impianti parzialmente integrati architettonicamente: l'ancoraggio si realizza mediante il dispiegamento e fissaggio di guide telescopiche sulla falda, che permettono la posa del generatore fotovoltaico



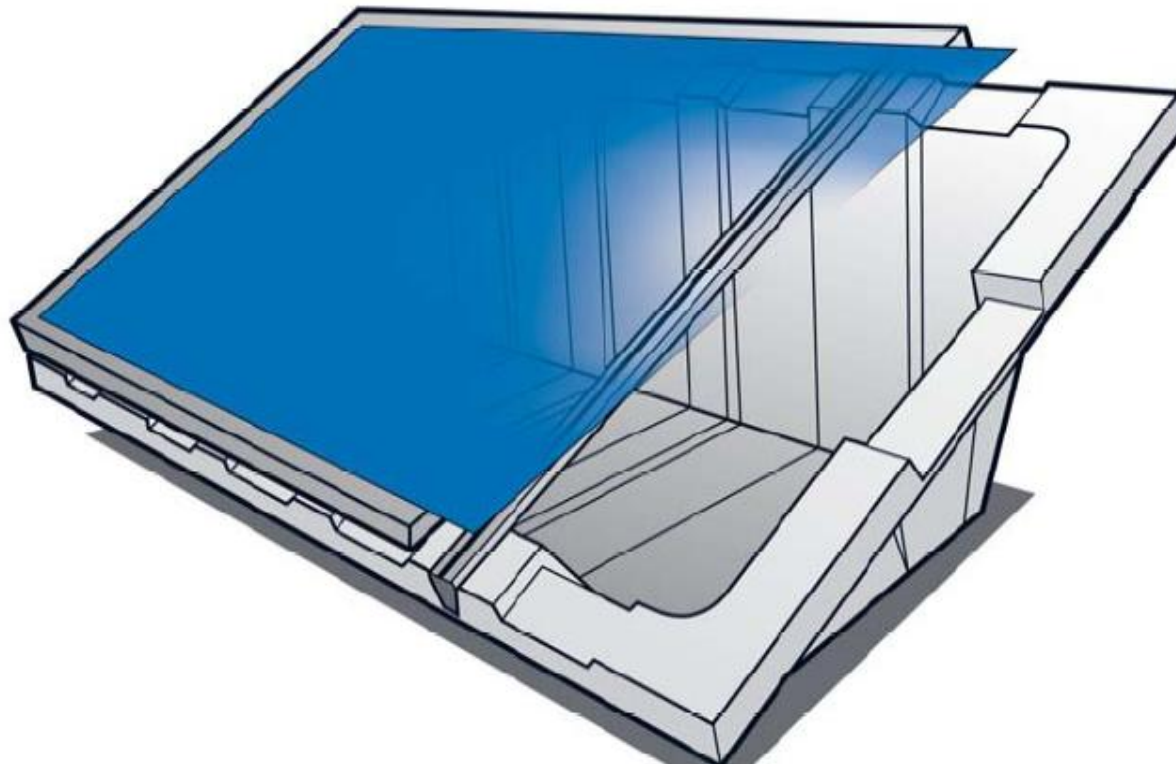
Strutture di ancoraggio – tetti a falda

Sistemi di ancoraggio I.A – Impianti integrati architettonicamente: il sistema prevede l'integrazione diretta di moduli fotovoltaici con telaio nella copertura del tetto.



Strutture di ancoraggio – tetti piani

Sistemi di ancoraggio P.I.A. per tetti piani o N.I.A per impianti al suolo: i sistemi sono composti da una vasca in plastica e guide di supporto in alluminio, per la posa del generatore fotovoltaico che viene definitivamente ancorato mediante il riempimento della zavorra, ad esempio con ghiaia o pietre.



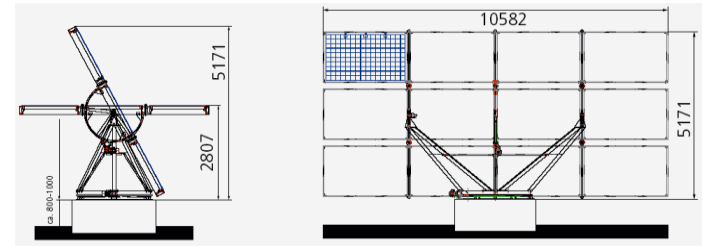
Strutture di ancoraggio – tetti piani

Il generatore fotovoltaico può anche essere fissato su di una struttura reticolare, (traversa+appoggio+rinforzi) che può essere ancorata con varie metodologie. Nell'esempio riportato la struttura è ancorata con dei tiranti.



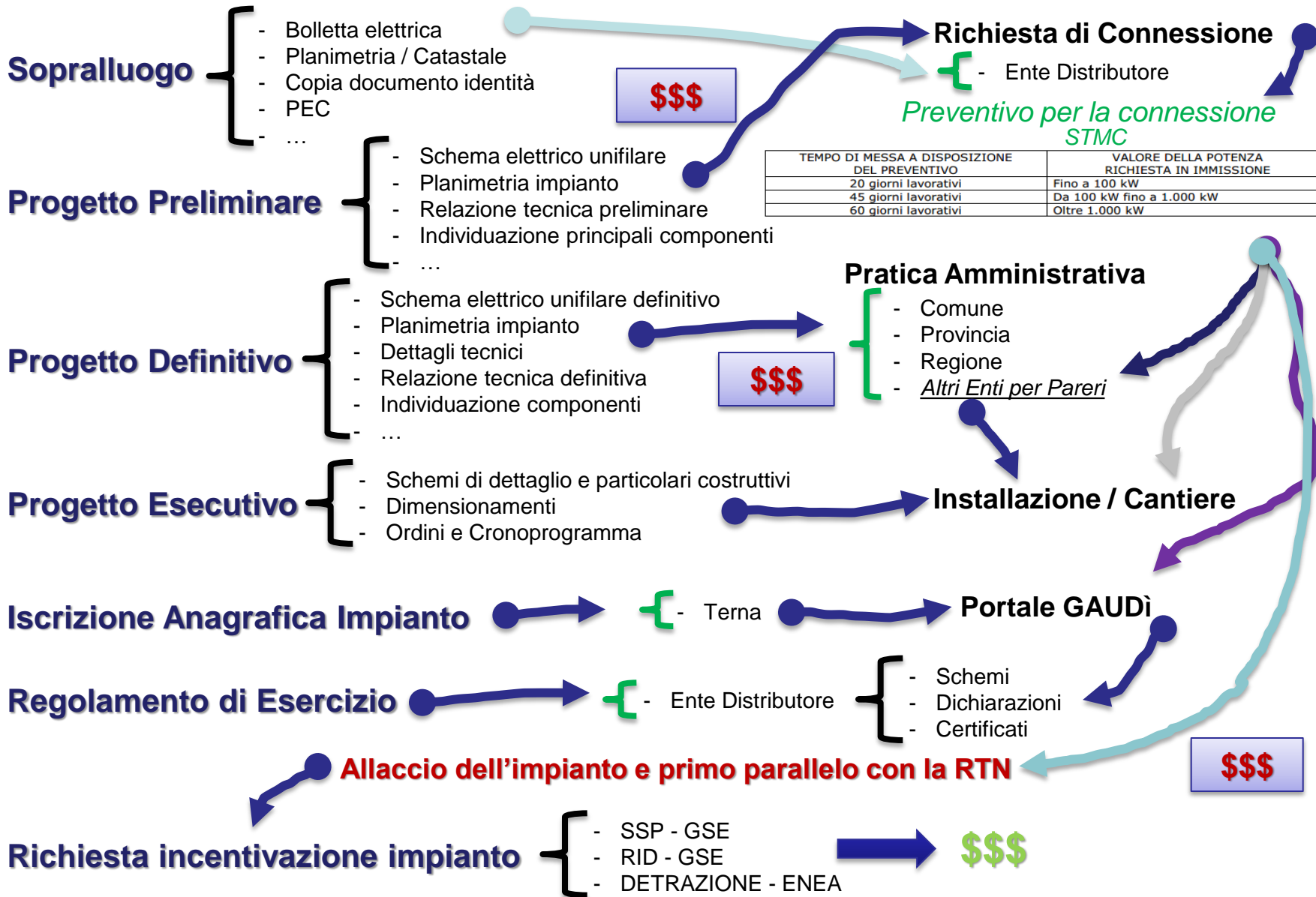
Inseguitori ad 1 grado di libertà: Rotazione attorno all'asse corpo YB





*Iter Progettuale:
Dal sopralluogo all'allaccio dell'impianto*

Iter Progettuale



GRAZIE PER L'ATTENZIONE!!!

**Ph.D. dott. ing. Alessandro Zanini
Intellienergia S.r.l.
Spin off – Università degli Studi di Roma "Tor Vergata"**

**alessandro.zanini@intellienergia.com
info@ingalessandrozanini.it
www.intellienergia.com**

Linked  [®]

<http://it.linkedin.com/in/alessandrozanini1979>