

# *La radiazione solare e le relative procedure di calcolo.*

**Ing. Alessandro PISANO**

**Laboratorio Fotovoltaico di  
Sardegna Ricerche**



## SOMMARIO

### La radiazione solare - generalità

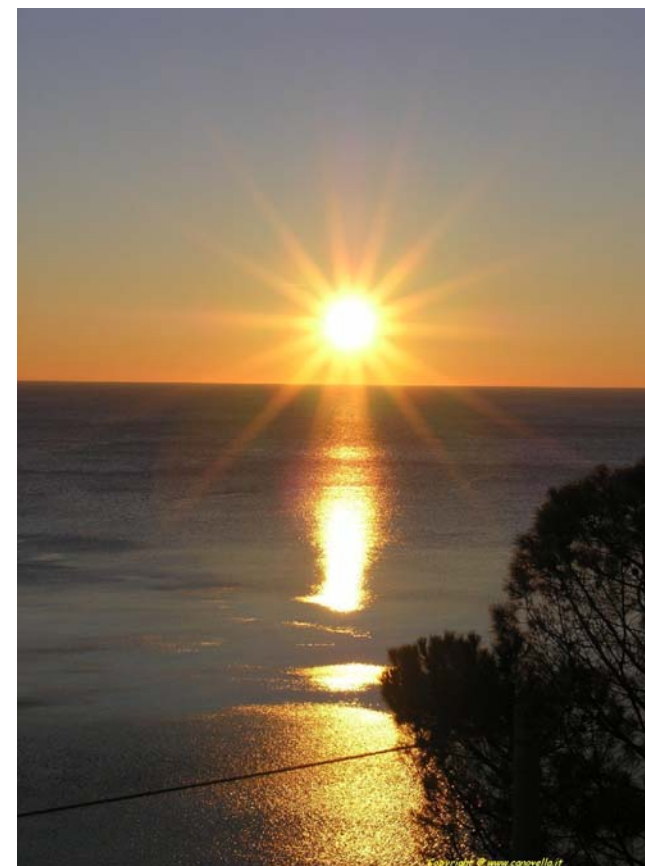
**Radiazione al suolo: componenti diretta, diffusa e riflessa**

**Mappe isoradiative, tabelle di irraggiamento medio e analisi di producibilità**

**Software di analisi: SUNSIM™**

**Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**

- L'energia solare è una delle fonti di energia primarie
- Non è esauribile  
(5 MLD anni)
- Non inquina

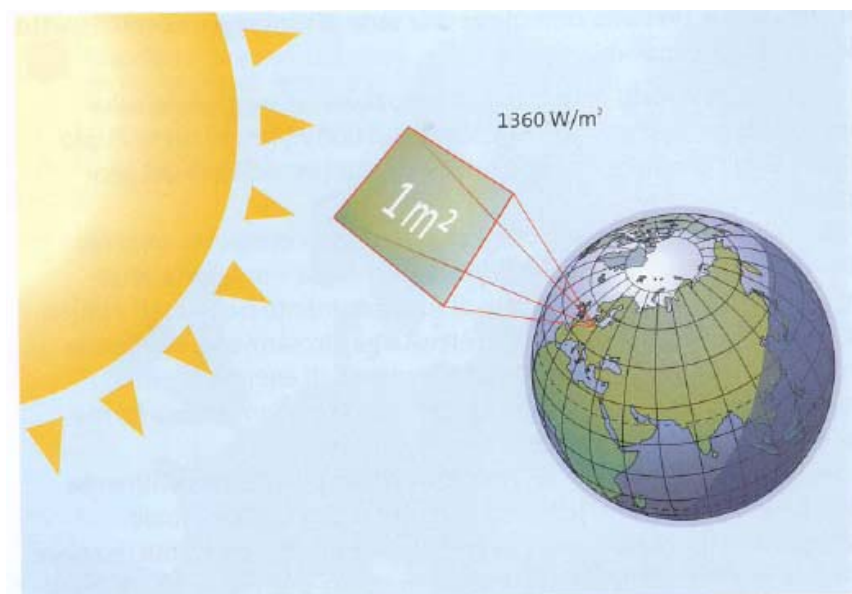


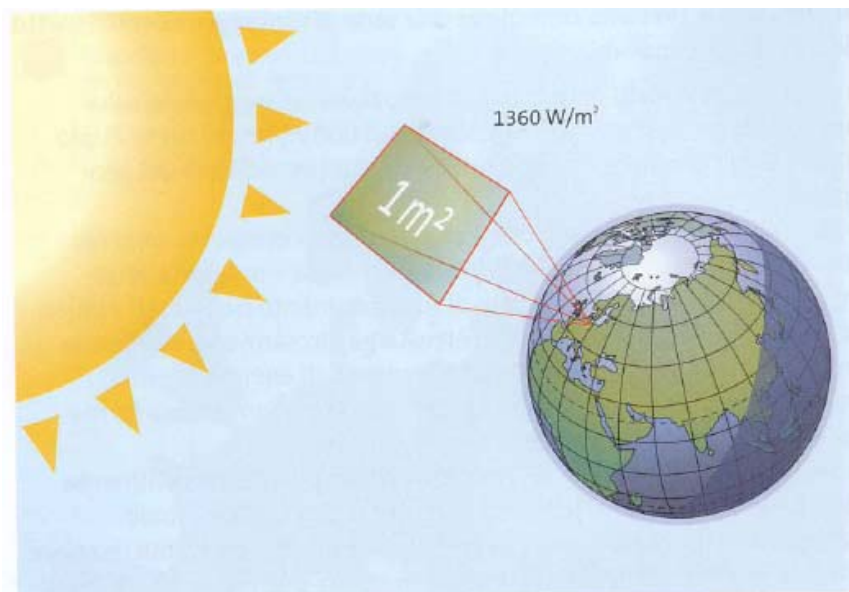
- L'energia irradiata dal sole deriva dai processi di **fusione (termo)nucleare** dell'idrogeno al suo interno
- L'energia solare si propaga simmetricamente nello spazio fino ad investire la terra, in particolare la fascia esterna della atmosfera terrestre



- La potenza irradiata complessivamente dal sole è pari ad oltre **60.000 kW per metro quadrato**
- La potenza disponibile decresce via via che aumenta la distanza dal sole, e dopo aver percorso i circa 150 milioni di km che separano la terra dal sole assume un valore molto più ridotto, di poco superiore ad **1.35 kW/m<sup>2</sup>**

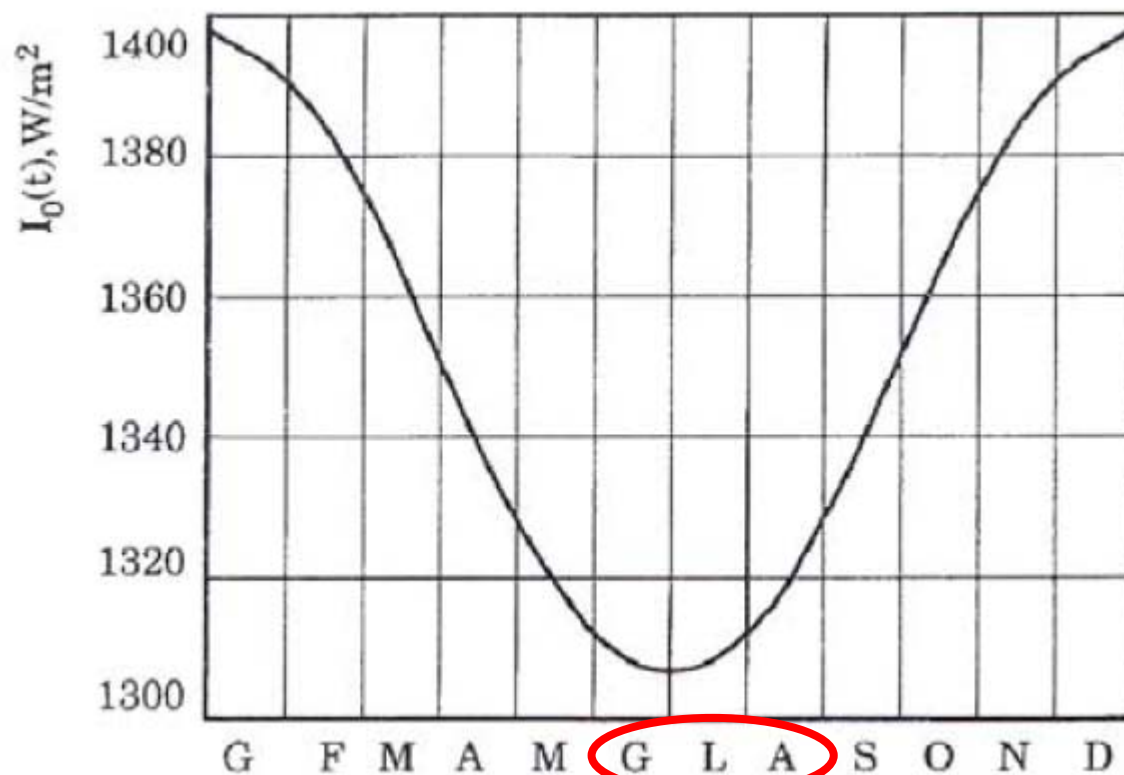
- Tale valore assume il nome di **COSTANTE SOLARE**, che si assume pari ad 1.367 kW/m<sup>2</sup>



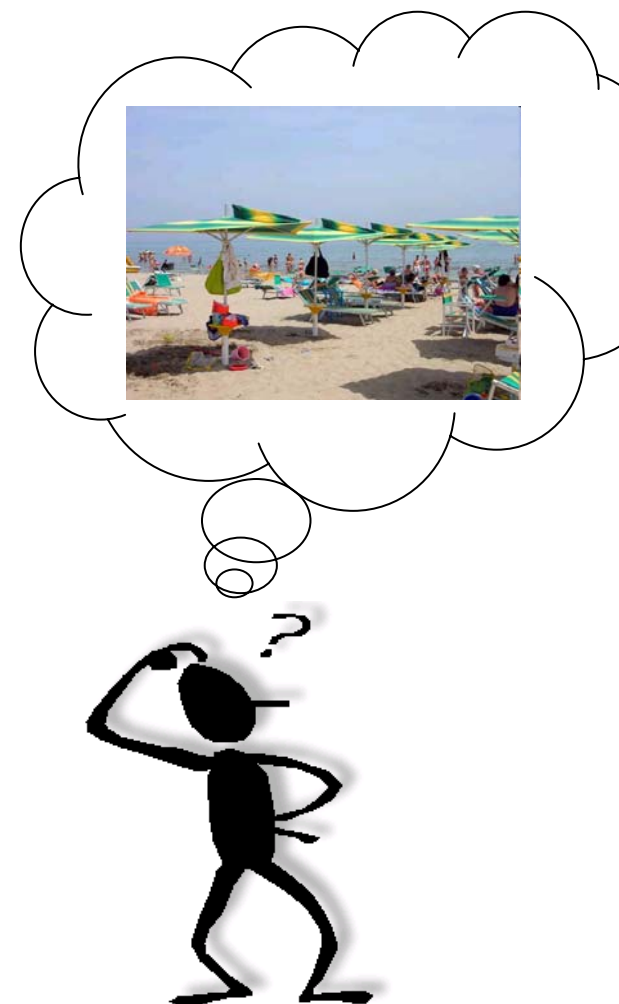


- La costante solare è da intendersi come un **valore medio di riferimento**, perché la potenza che raggiunge la fascia esterna della atmosfera terrestre in realtà **oscilla**, principalmente a causa della variazione periodica della distanza terra sole

## Andamento annuale della radiazione solare extraatmosferica



**mesi estivi**





Ricordiamo che l'orbita della terra ha forma ellittica

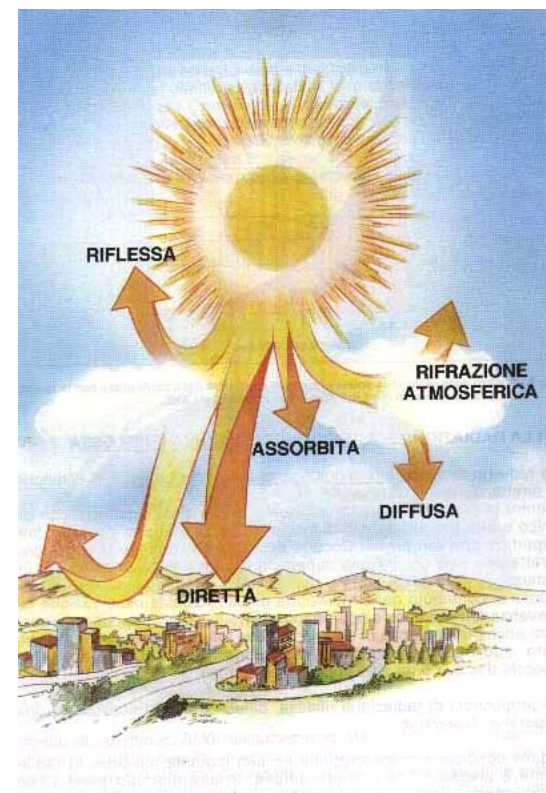
Nei mesi di giugno e luglio la distanza terra-sole è massima

Il motivo per cui alle nostre latitudini le temperature sono più elevate nei mesi in cui la radiazione solare è minima dipende dal fatto che nei mesi estivi si ha un angolo di incidenza dei raggi solari sfavorevole.

- Sulla superficie terrestre si registra un valore della potenza **inferiore rispetto alla costante solare**, a causa dei fenomeni di assorbimento e riflessione che hanno luogo nel percorso attraverso l'atmosfera

- Sia nelle normative di riferimento che nella pratica impiantistica, il **valore massimo** della radiazione disponibile istantaneamente al suolo si assume pari a circa

**1 kW/m<sup>2</sup>**



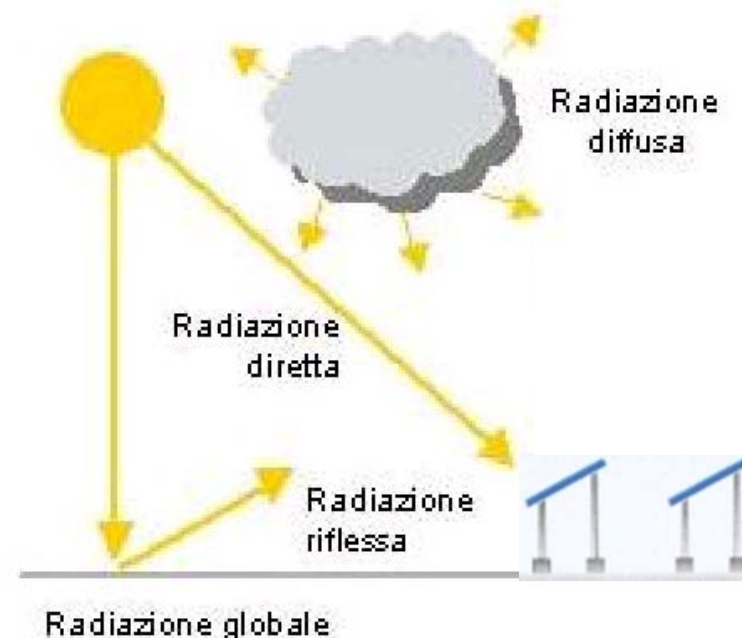
- Un dato sorprendente ...



Superficie di moduli FV sufficiente per coprire l'attuale fabbisogno mondiale di energia elettrica



- La radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre si distingue in:
  - rad. diretta
  - rad. diffusa
  - rad. riflessa



- Le proporzioni di radiazione diretta, diffusa e riflessa ricevuta da una superficie dipendono da:
  - (a) condizioni meteorologiche
  - (b) inclinazione e orientamento della superficie
  - (c) presenza di elementi riflettenti

La radiazione **diretta** colpisce una qualsiasi superficie con un unico e ben definito angolo di incidenza.

La radiazione **diffusa** incide invece su tale superficie con vari angoli. (i dispositivi FV possono operare anche in presenza di sola radiazione diffusa !!)

Una superficie inclinata, può ricevere, inoltre, la radiazione **riflessa** dal terreno o da specchi d'acqua o da altre superfici (es pareti di edifici adiacenti).

Tale contributo si chiama **ALBEDO** e deve essere valutato con attenzione.



Se chiamiamo  $I_D$  la radiazione diretta,  $I_S$  quella diffusa ed  $R$  l'albedo, allora si ha che la **radiazione solare totale** che incide su una superficie è:

$$I_T = I_D + I_S + R$$

## Condizioni meteorologiche

- In una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco, viceversa, predomina la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale

Radiazione solare	Condizioni atmosferiche							
	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
globale	1000 W/m <sup>2</sup>	600 W/m <sup>2</sup>	500 W/m <sup>2</sup>	400 W/m <sup>2</sup>	300 W/m <sup>2</sup>	200 W/m <sup>2</sup>	100 W/m <sup>2</sup>	50 W/m <sup>2</sup>
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%



## Condizioni meteorologiche

- In una giornata nuvolosa la radiazione è pressoché totalmente diffusa; in una giornata serena con clima secco, viceversa, predomina la componente diretta, che può arrivare fino al 90% della radiazione totale

## Inclinazione e orientamento della superficie

- una superficie orizzontale riceve la massima radiazione diffusa e la minima riflessa; la componente riflessa aumenta al crescere dell'inclinazione

## Presenza di elementi riflettenti

- Il contributo maggiore alla riflessione è dato dalle **superfici chiare**; così la radiazione riflessa aumenta in inverno, per effetto della presenza di neve, e diminuisce in estate, per effetto di assorbimento di colori scuri quali quello dell'erba o dei terreno



**L'intensità della radiazione solare incidente su una superficie al suolo è influenzata dall'angolo di inclinazione della radiazione stessa.**

Più piccolo è l'angolo che i raggi del sole formano con una superficie orizzontale e maggiore è lo spessore di atmosfera che essi devono attraversare, e conseguentemente minore è la potenza della radiazione che incide sulla superficie.

**L'angolo di inclinazione della radiazione è una quantità che varia durante il giorno.**



Per un osservatore che dalla Terra osservi il cielo, il percorso del Sole sulla volta celeste assume la forma di un arco che varia sia durante il corso dell'anno che con la latitudine del luogo.

Durante il corso dell'anno la durata delle ore di luce ed il percorso del sole subiscono delle modifiche al variare delle stagioni. La durata di luce è massima al solstizio d'estate (21 giugno) giorno in cui, alle ore 12, il sole raggiunge il punto più alto nel cielo nel corso di tutto l'anno; il caso opposto si verifica al solstizio d'inverno (21 dicembre) mentre ai due equinozi di primavera (21 marzo) e di autunno (21 settembre) l'altezza del sole alle 12 è intermedia tra la massima e la minima e le durate del giorno e della notte sono esattamente pari a 12 ore in tutto il globo.



Nel sito: **<http://www.nrel.gov/midc/solpos/solpos.html>**  
 del National Renewable Energy Laboratory (NREL), un ente governativo statunitense, è disponibile un software per il calcolo del percorso solare

### MIDC SOLPOS Calculator

Compute the solar position and intensity from time and place

---

**Required input fields:**

Start Date    2008    September    1

End Date     2008    September    3

Output Interval    10     Second     Minute

Latitude, degrees north (south negative)

Longitude, degrees east (west negative)

Time zone, east (west negative)

Nel sito: **<http://www.nrel.gov/midc/solpos/solpos.html>**

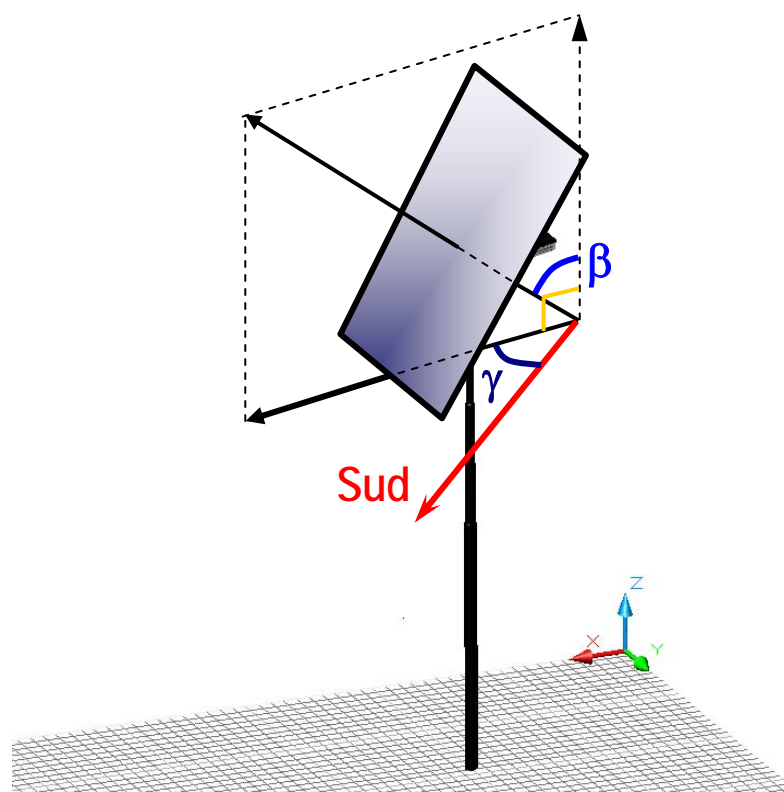
del National Renewable Energy Laboratory (NREL), un ente governativo statunitense, è disponibile un software per il calcolo del percorso solare

Date	Time	Azimuth angle	Elevation
9/1/2008,	6:10:00,	85.3046,	6.9229
9/1/2008,	6:20:00,	86.8873,	8.8397
9/1/2008,	6:30:00,	88.4746,	10.7592
9/1/2008,	6:40:00,	90.0702,	12.6802
9/1/2008,	6:50:00,	91.6782,	14.6012
9/1/2008,	7:00:00,	93.3022,	16.5204



Scopo fondamentale della analisi della radiazione solare ai fini della progettazione di sistemi FV è:

- Determinare le **modalità ottimali di orientazione** dei pannelli
- Predisporre una accurata **analisi di producibilità** dell'impianto



Angoli di inclinaz.  $\beta$   
e di orientaz.  $\gamma$  di  
una superficie

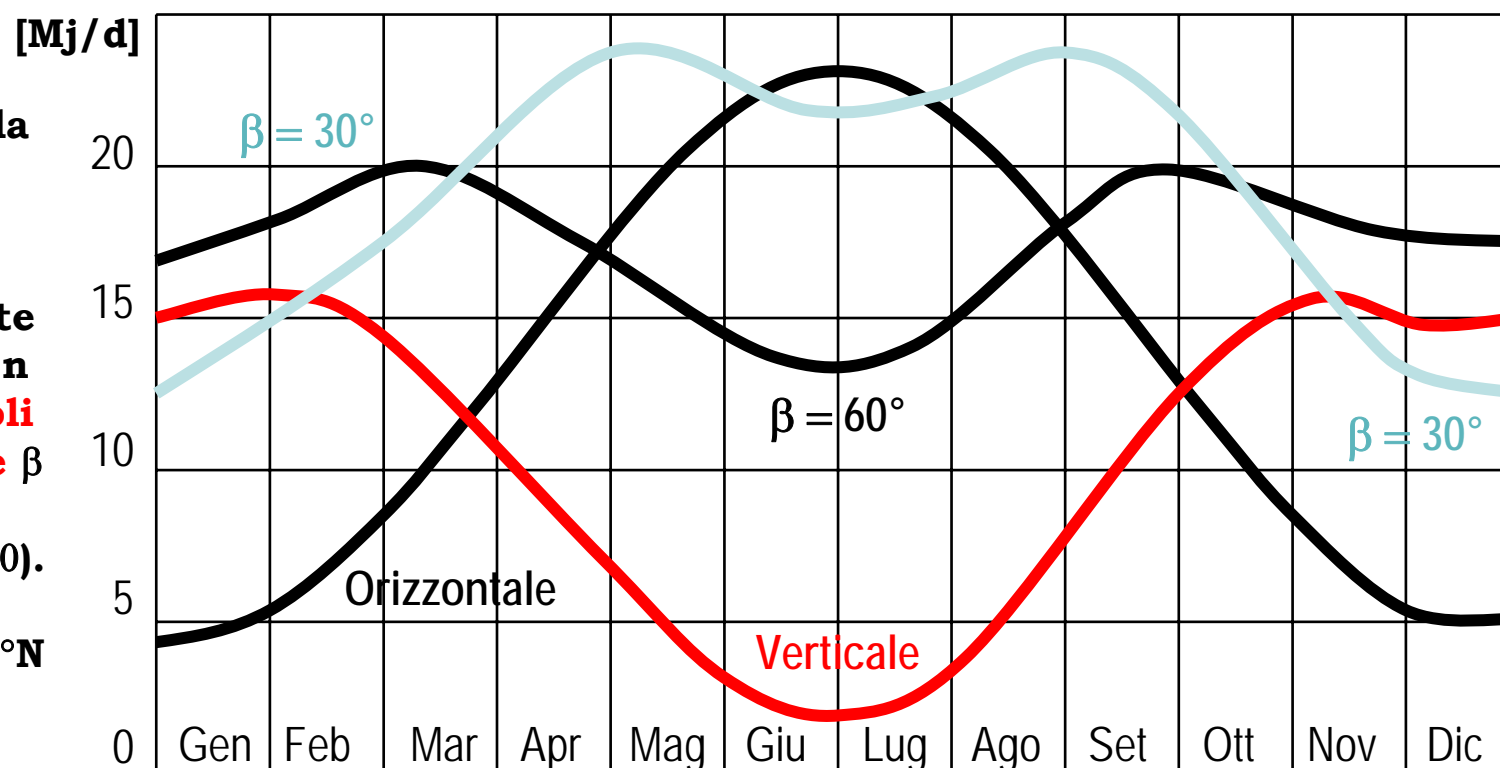


**Scopo fondamentale della analisi della radiazione solare ai fini della progettazione di sistemi FV è:**

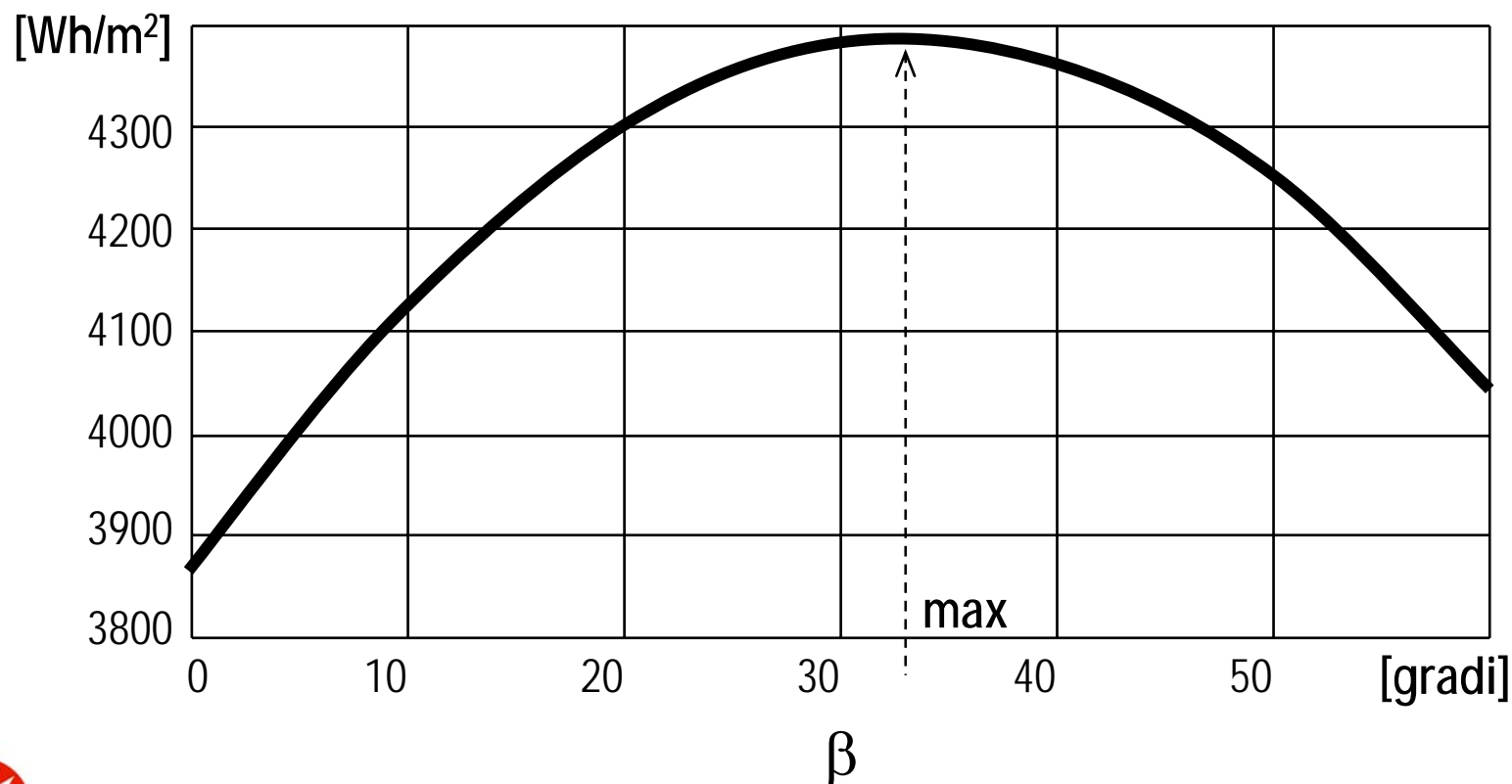
**Determinare le modalità ottimali di orientazione dei pannelli**

**Predisporre una accurata **analisi di producibilità** dell'impianto**

**Confronto fra la radiazione solare giornaliera media incidente su superfici con **differenti angoli di inclinazione**  $\beta$  ed orientate a Sud (azimut  $\gamma=0$ ). Località con latitudine  $\phi=40^\circ\text{N}$  (Nuoro) e cielo sereno**

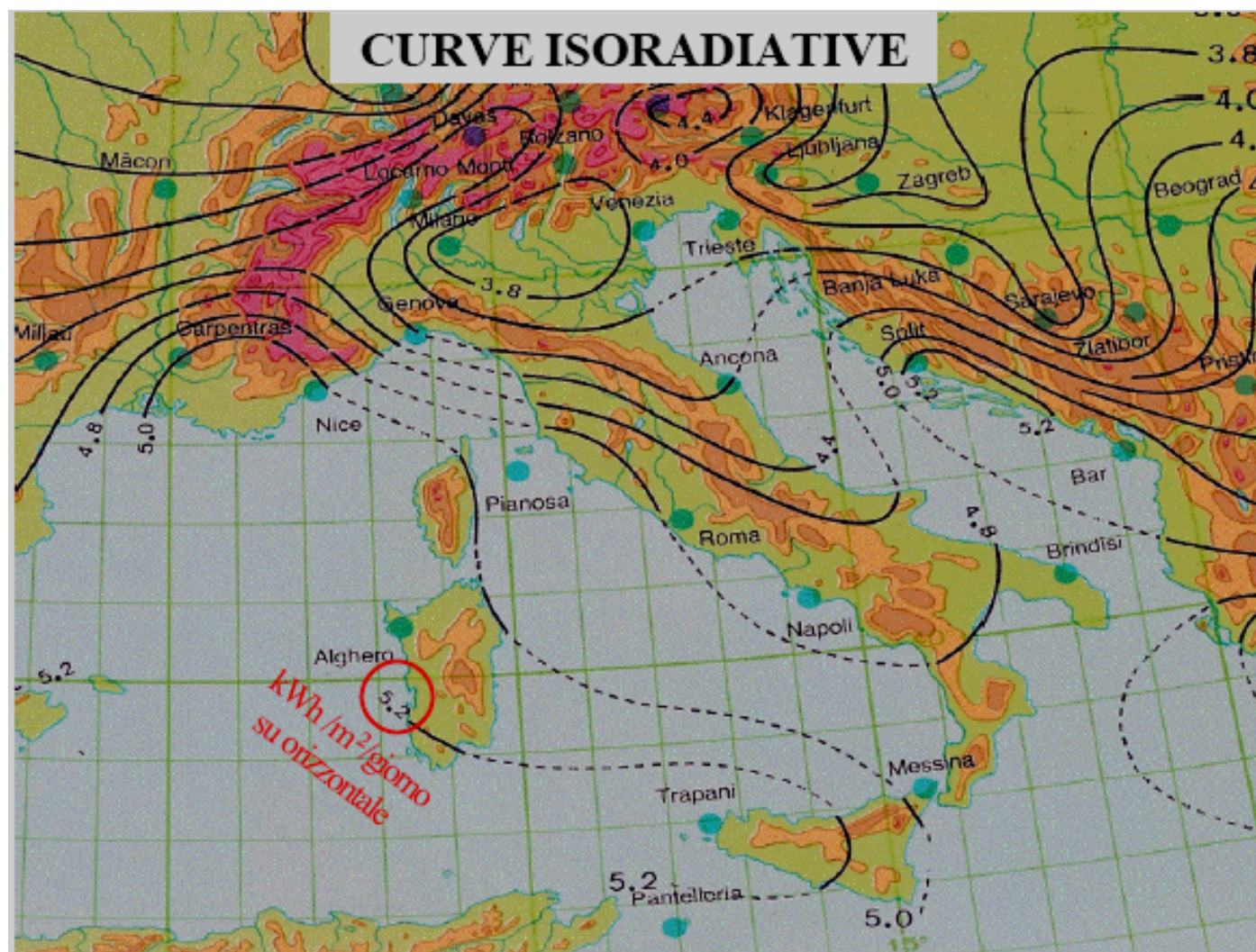


Andamento della **radiazione solare giornaliera media annua** in una località con latitudine  $\phi=43,7^\circ\text{N}$  [Firenze] al variare dell'inclinazione della superficie captante, orientata a Sud.



## Calcolo della Radiazione Solare ed analisi di producibilità

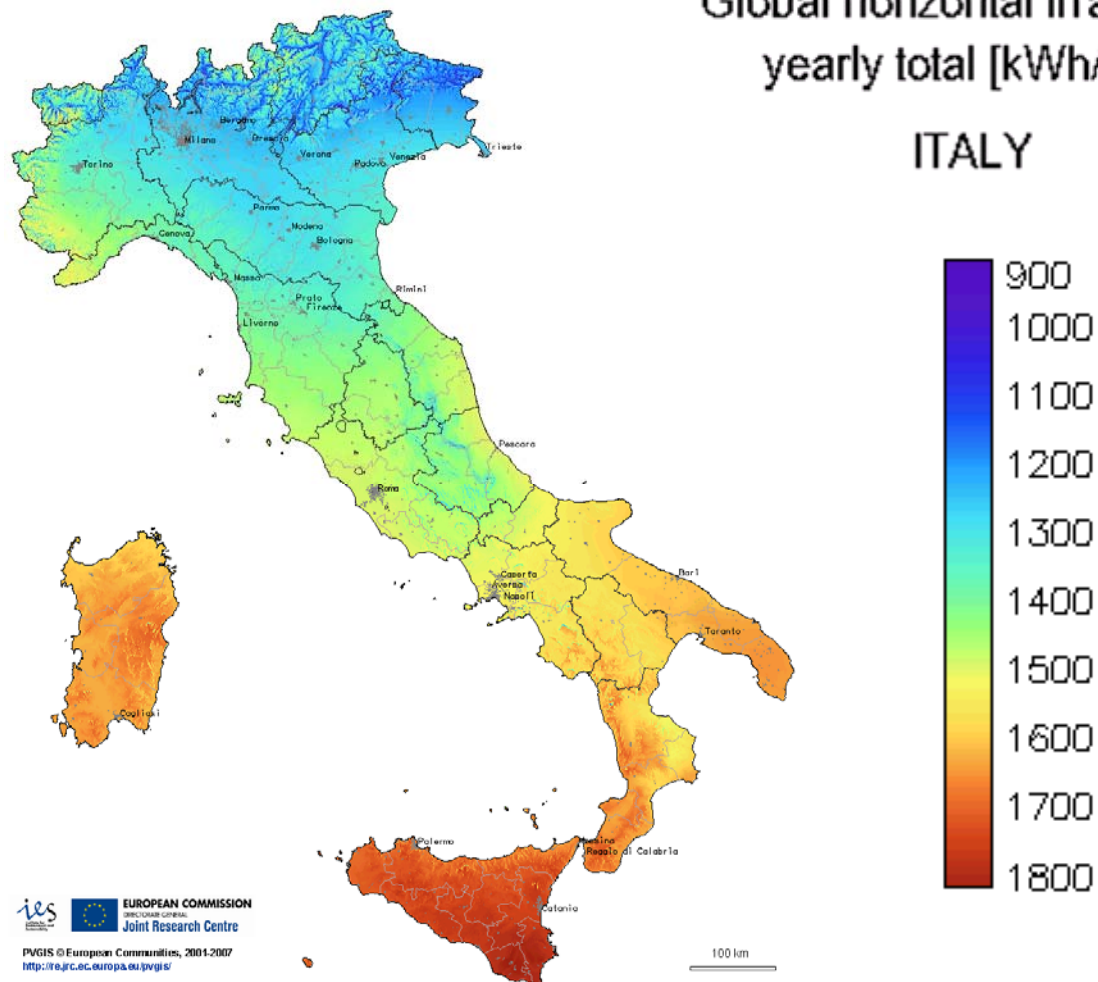
- Punti di partenza delle procedure di calcolo sono:
  - **Mappe isoradiative** (generalmente non permettono di distinguere le componenti della radiazione diretta e diffusa) pubblicate da vari organismi
  - **Valori tabellati** per ciascuna località (Servizio Meteorologico Nazionale)
  - **Metodi di calcolo sperimentali** (*Norme UNI 10349 – UNI 8477, metodo di Liu e Jordan, ecc.*)



Il diagramma riporta l'irradiazione globale per metro quadro su una superficie parallela al suolo

Global horizontal irradiation yearly total [kWh/m<sup>2</sup>]

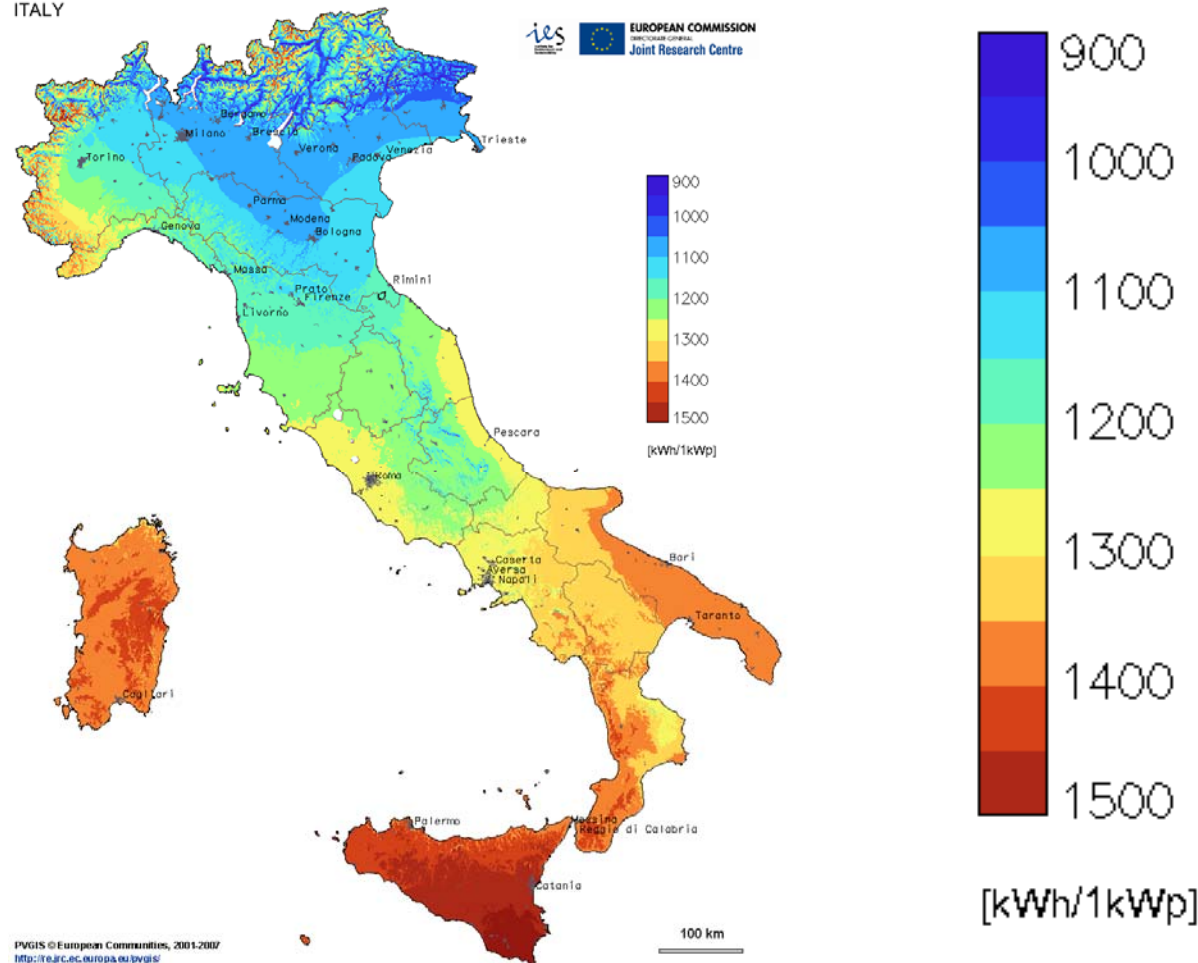
ITALY



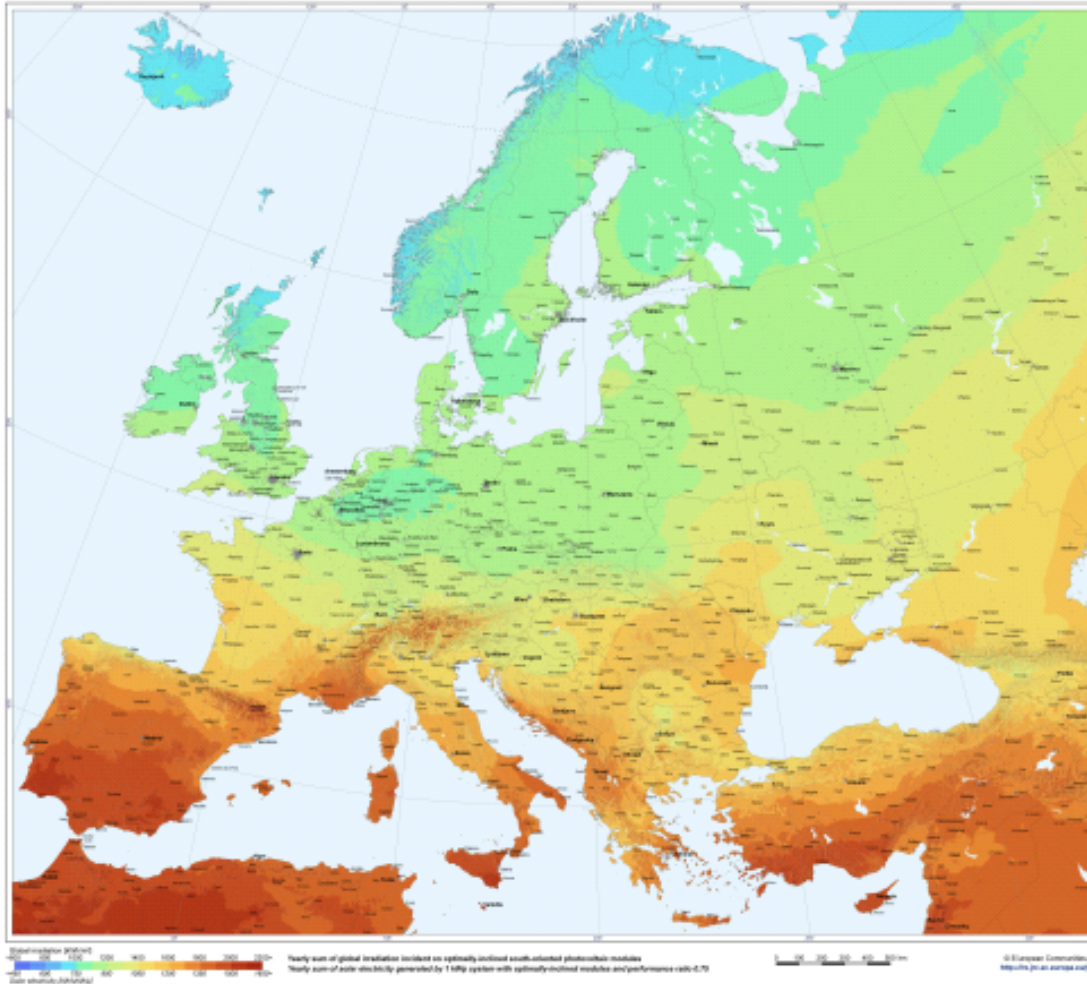
ies  
 EUROPEAN COMMISSION  
 DIRECTORATE GENERAL  
 Joint Research Centre  
 PVGIS © European Communities, 2004-2007  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Il diagramma riporta la resa annuale in kWh per 1 kWp installato con pannelli orientati in maniera ottimale

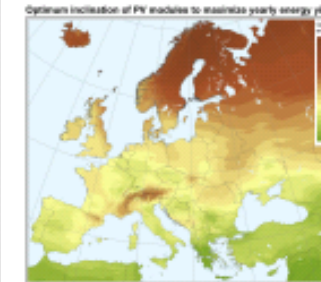
Yearly sum of solar electricity generated by 1kWp photovoltaic system with optimally-inclined modules  
ITALY



## Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

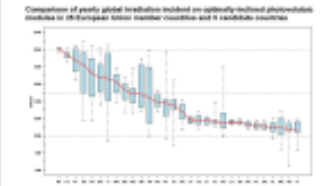


ies EUROPEAN COMMISSION  
Joint Research Centre



**Data description**  
The PVGIS database is developed from measurements of 363 meteorological stations to complement ground station model data and satellite observation. It contains monthly average energy (kWh/m<sup>2</sup>/day) from 1981-1999.  
Grid resolution: 1 km by 1 km.  
Map projection: Lambert conformal conic, EPSG:31466, 4° N, 10° E.

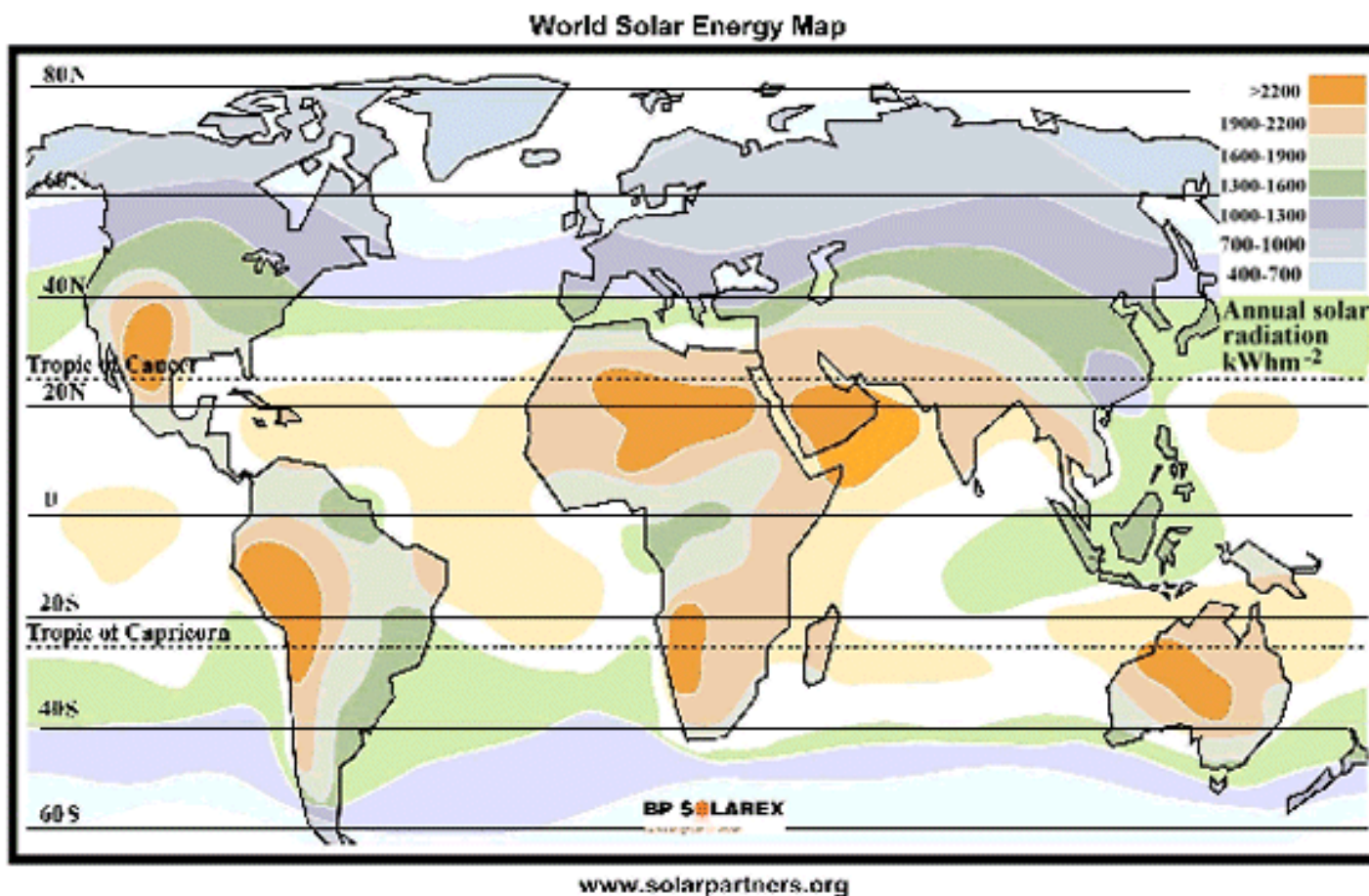
**Author(s)**  
- PVGIS database © European Commission  
- PVGIS User Guide © European Commission  
- Global Solar Atlas 2007 © European Commission  
- Digital Earth Atlas 2007 © European Commission  
- IEC, International Electrotechnical Commission (www.iec.ch)



The countries are ordered by the amount of irradiation. The geographical coordinates are shown in the table below, while the border shows the range in which the amount of irradiation is shown.

**Authors**  
Global Solar Atlas: Photovoltaic Atlas (2007), World Meteorological Organization, JRC Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, European Commission, 100 Avenue de la Libération, 91191 Evry-Courcouronnes, France.  
Global Atlas: World Meteorological Organization, 7000 Boulevard Laurier, Québec, Québec, Canada H3T 2B6.

© European Commission, 2008



**Resa media giornaliera (su base mensile) e resa complessiva annuale in kWh per 1 kWp installato sul piano orizzontale, in forma tabellare per le maggiori località italiane**

Località	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Media Annuale
<b>Agrigento</b>	2,44	3,47	4,69	6,17	7,47	8,19	8,22	7,50	5,81	4,06	2,81	2,28	1923
<b>Alessandria</b>	1,31	2,08	3,22	4,39	5,14	5,69	6,28	5,00	3,72	2,36	1,50	1,17	1276
<b>Ancona</b>	1,19	2,11	3,36	5,08	6,42	6,69	7,22	6,11	4,44	2,92	1,53	1,14	1471
<b>Cagliari</b>	2,03	2,72	4,00	5,14	6,25	6,94	7,58	6,64	4,89	3,39	2,25	1,78	1635
<b>Nuoro</b>	1,92	2,67	3,94	5,25	6,56	7,28	7,78	6,64	5,03	3,42	2,14	1,67	1655
<b>Oristano</b>	1,94	2,75	3,97	5,22	6,47	7,14	7,67	6,67	5,06	3,50	2,17	1,69	1654
<b>Sassari</b>	1,89	2,72	3,94	5,28	6,69	7,39	7,81	6,67	5,17	3,50	2,08	1,61	1669

Ora si tiene conto di un certo fattore correttivo che tiene conto della effettiva orientazione dei moduli FV

*nord Italia*

orientamento	tilt 0°	tilt 10°	tilt 15°	tilt 20°	tilt 30°	tilt 40°	tilt 60°	tilt 90°
<b>0° SUD</b>	1,00	1,07	1,09	1,11	1,13	1,12	1,03	0,74
<b>± 15°</b>	1,00	1,06	1,09	1,10	1,12	1,11	0,99	0,74
<b>± 30°</b>	1,00	1,06	1,07	1,09	1,10	1,09	0,96	0,73
<b>± 45°</b>	1,00	1,04	1,06	1,07	1,07	1,05	0,93	0,72
<b>± 90°EST-OVEST</b>	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,89	0,77	0,57

*sud Italia*

orientamento	tilt 0°	tilt 10°	tilt 15°	tilt 20°	tilt 30°	tilt 40°	tilt 60°	tilt 90°
<b>0° SUD</b>	1,00	1,06	1,08	1,10	1,11	1,10	0,99	0,68
<b>± 15°</b>	1,00	1,06	1,08	1,09	1,10	1,09	0,99	0,68
<b>± 30°</b>	1,00	1,05	1,07	1,08	1,08	1,07	0,96	0,68
<b>± 45°</b>	1,00	1,04	1,05	1,06	1,06	1,03	0,93	0,67
<b>± 90°EST-OVEST</b>	1,00	0,99	0,97	0,96	0,92	0,87	0,75	0,55



## Esempio di calcolo della producibilità annua

### Impianto fotovoltaico da 2,94 kWp installato a Cagliari

Consultando la tabella della resa per kWp, alla voce Cagliari corrisponde un valore medio annuo di **1635 kWh/kWp**

Consideriamo un impianto integrato su una copertura con la falda inclinata di 20° ed uno scostamento rispetto al sud di 15° (non importa in quale direzione)

Coefficiente correttivo = **1.09**

Ogni anno il nostro impianto produrrà  
 $2,94 \text{ kWp} \times 1635 \text{ kWh/kWp} \times 1,09 = \mathbf{5.24 \text{ MWh}}$   
**meno le perdite**

Le **perdite** consistono in:

- campo FV per riscaldamento celle dal 7 al 10 %
- campo FV per asimmetrie delle prestazioni moduli (mismatching) 3%
- campo FV per ombreggiamento 2%
- campo FV per riflessione 2%
- campo FV per effetto Joule 1%
- lato CA per rendimento inverter 6%

Il totale delle perdite varia dal 15 al 25%, in generale, per un impianto eseguito a regola d'arte, si può affermare che si sbaglia di poco se si assumono uguali al **20%**

Quindi l'energia annua attesa ai morsetti dell'impianto in esame diventa  $5240 \text{ kWh} \times 0,80 = 4,19 \text{ MWh}$

Per una valutazione di prima approssimazione si può tener conto del seguente valore di riferimento che fornisce una stima abbastanza attendibile della producibilità annua di un impianto FV installato “a regola d’arte” in Sardegna con **moduli orientati in maniera ottimale** e assenza di fenomeni significativi di ombreggiamento.

**1.4 MWh / kwp**

Ogni kwp installato produce circa 1.4 MWh annuali di energia elettrica

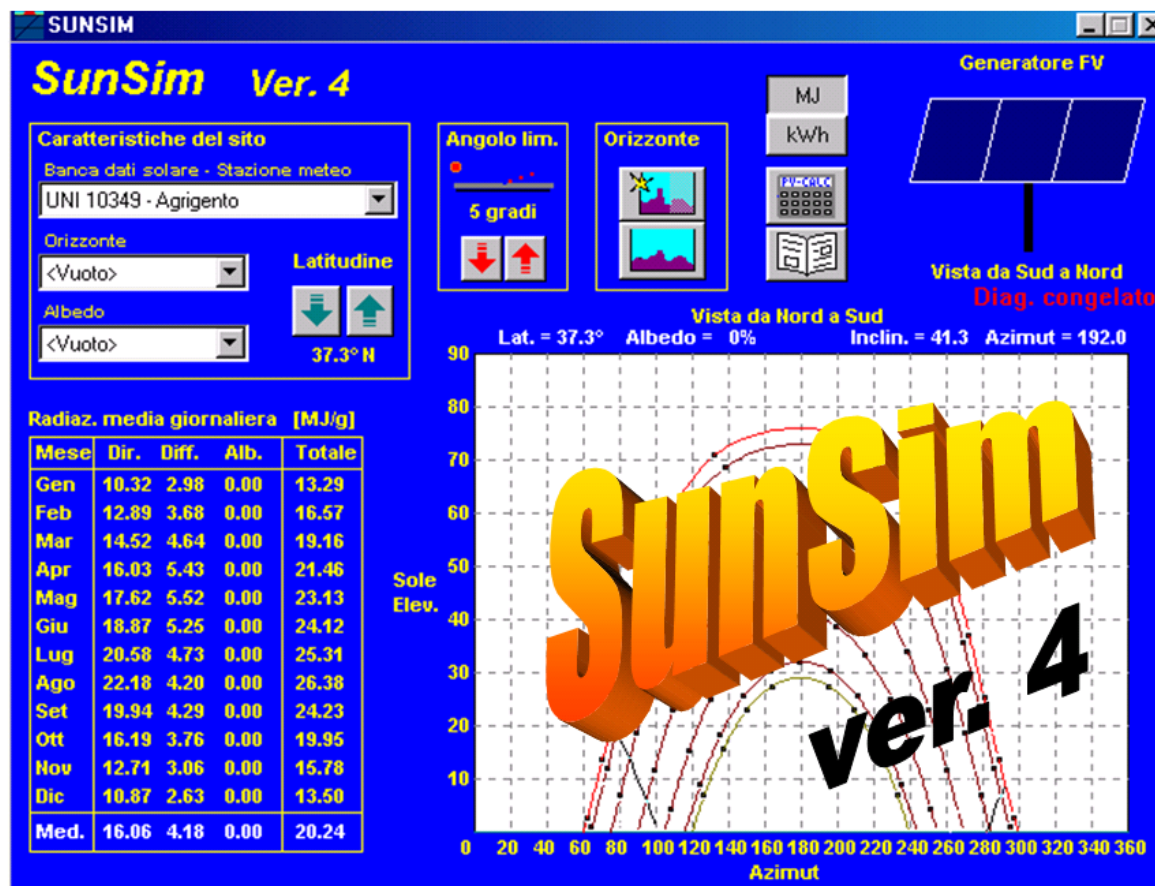
Ripetendo il calcolo:  $2,94 \times 1635 \times 1,11 \times 0.8 = 4.26 \text{ MWh}$

$2.94 \text{ kwp} \times 1.4 \text{ MWh/kwp} = 4.11 \text{ MWh}$

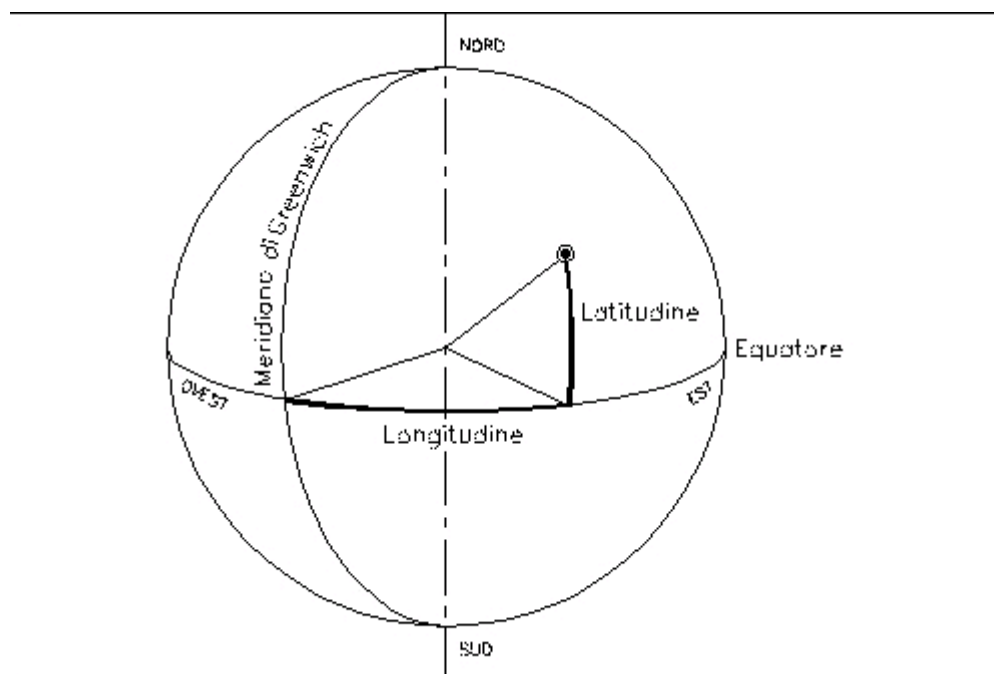
Ora presentiamo un software per il calcolo automatico della producibilità

VERSIONE **DEMO** DISPONIBILE IN RETE

<http://www.ba.itc.cnr.it/ecolabel/SUNSIM.html>



- La posizione dell'impianto viene specificata usando un sistema di coordinate sferiche: Latitudine e Longitudine identificano univocamente il punto di interesse.



**Cagliari**

**39.2 LATITUDINE NORD**

**9.2 LONGITUDINE EST**



**SunSim** è un software ideato per la valutazione dell'energia solare disponibile e dell'energia elettrica producibile da un selezionato generatore fotovoltaico nel sito di installazione scelto. Affianca alla rigosità delle elaborazioni richieste dai professionisti (progettisti, installatori) una semplicità d'uso ideale anche per i neofiti o per uso didattico

## **SUNSIM** svolge le elaborazioni sulla base di:

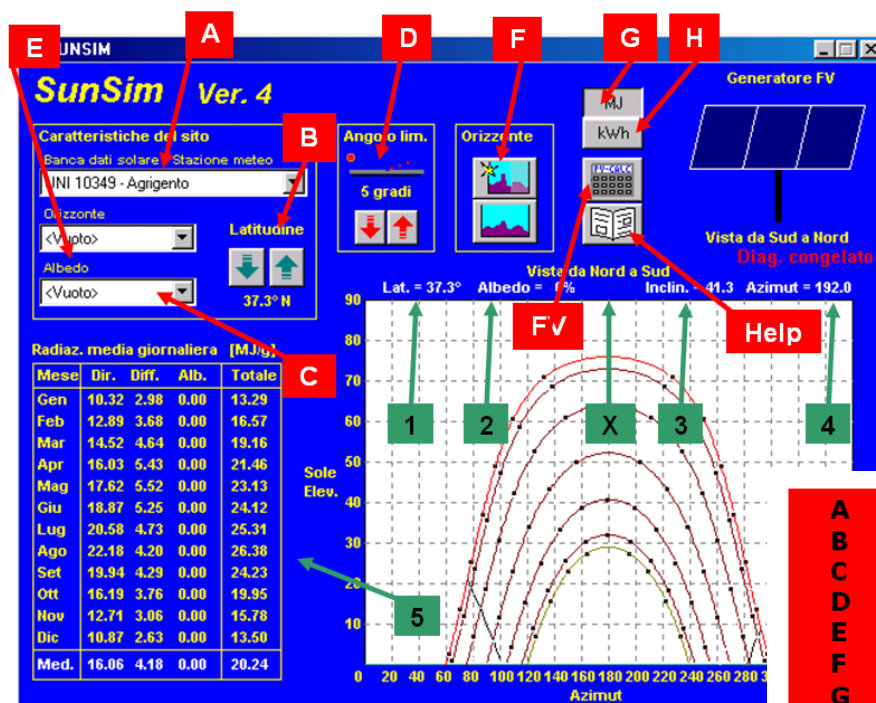
- ❑ una banca di dati di irraggiamento ufficiali rilevati in località sparse sul territorio italiano ed elaborati su medie statistiche (Norma UNI 10349)
- ❑ caratteristiche di disposizione del generatore fotovoltaico (inclinazione ed azimuth) nel sito di installazione (latitudine)
- ❑ eventuali superfici con caratteristiche riflettenti nell'intorno del punto di installazione
- ❑ un profilo dell'ombreggiamento dei moduli rispetto ad un orizzonte libero
- ❑ una banca dati di 300 moduli fotovoltaici commerciali fra i quali scegliere la composizione del proprio generatore



## SUNSIM consente di:

- navigare con il mouse nel diagramma dei percorsi solari simulando l'orientamento dei moduli fotovoltaici reale ed ottenendo on-line i valori di radiazione media giornaliera su base mensile
- ricercare l'ottimale esposizione (massima energia solare captabile) nel sito di installazione dei moduli fotovoltaici includendo le eventuali perdite dovute all'ombreggiamento
- costruire facilmente il proprio diagramma dell'ombreggiamento in relazione a dati acquisiti nel sito di installazione del generatore fotovoltaico o modificare uno fra i modelli precostruiti
- salvare ed esportare (formato txt) il riassunto dei dati d'impianto selezionati completo della tabella della radiazione media giornaliera su base mensile e la media annua
- stimare l'energia elettrica annua prodotta dal generatore fotovoltaico costruito con i moduli fotovoltaici proposti nella banca dati di SunSim (380 modelli) nel sito di installazione selezionato

## FINESTRA PRINCIPALE



- A** Area delle caratteristiche del sito: banca dati SunSim e stazione meteo
  - B** Aggiustamento della latitudine della zona al sito di installazione
  - C** Definizione delle caratteristiche di albedo del sito di installazione
  - D** Definizione dell'angolo limite di riflessione del piano dei moduli
  - E** Scelta del profilo dell'orizzonte (diagramma delle ombre)
  - F** Costruzione di un nuovo diagramma delle ombre
  - G** Unità di misura MJ ( $10^6$  Joule)
  - H** Unità di misura kWh (1 kWh = 3,6 MJ)
  - Help** HELP per la navigazione nel diagramma
  - FV** Calcolo dell'energia elettrica annua producibile
- 
- 1** Latitudine del sito di installazione (gradi) scelto nella casella B
  - 2** Indicazione del valore percentuale d'albedo scelto nell'area caratteristiche
  - 3** Inclinazione del piano dei moduli rispetto all'orizzontale
  - 4** Azimuth del piano dei moduli ( $180^\circ$  = Sud)
  - 5** Tabella della radiazione media giornaliera su base annua
  - X** Punto con inclinazione zero e azimuth  $180^\circ$



**Potenza e energia dai moduli FV**

Scelta del modulo FV

BP-Solar \_\_\_ BP3160 **M**

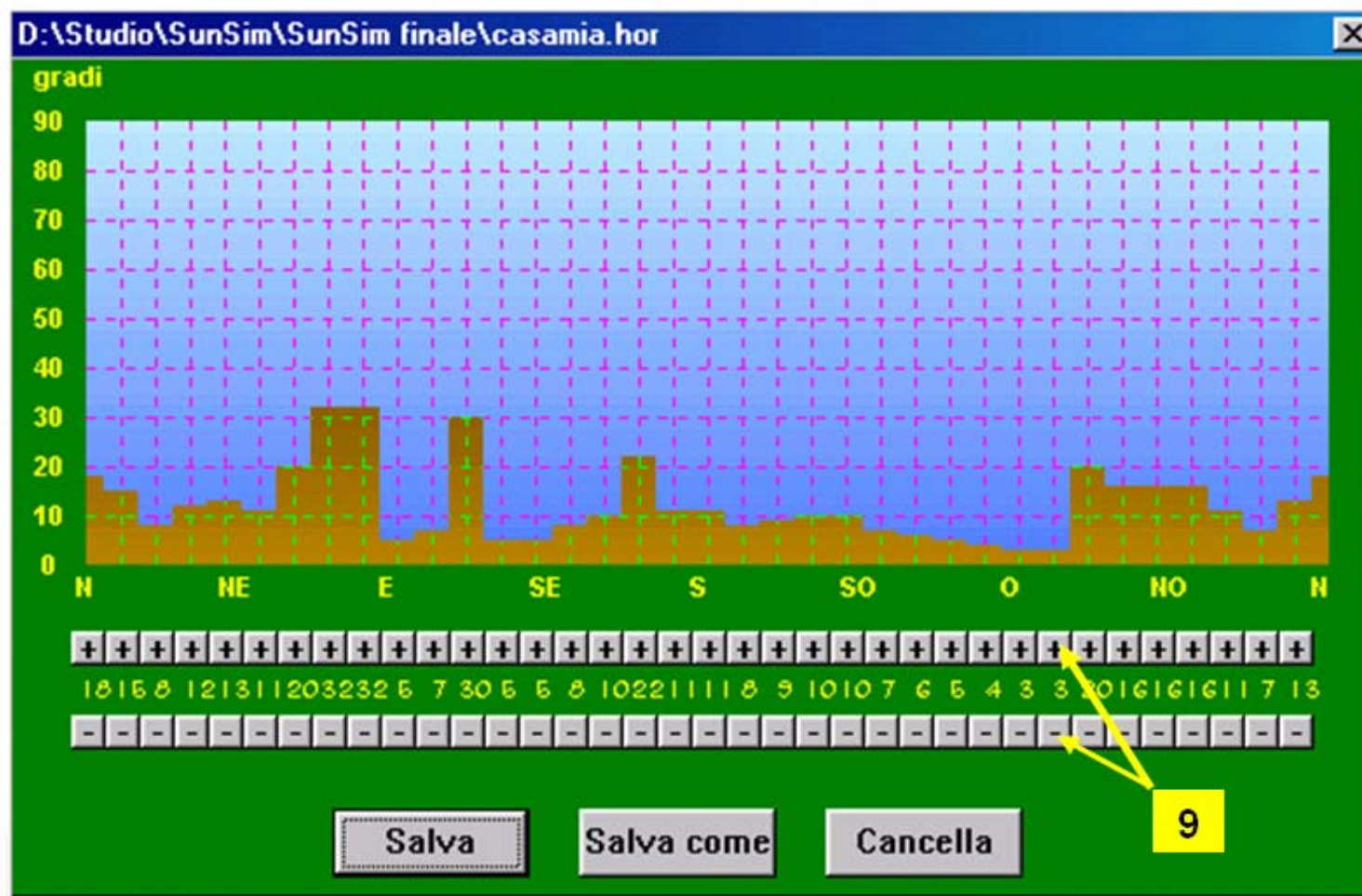
160.0 Wp      N. di moduli FV: 124 **6**

Potenza di picco: 19840.0 Wp **7**

Energia annua totale: 30292.9 kWh/a **8**

OK

- M** Scelta del modello di modulo fotovoltaico
- 6** Numero di moduli che compongono il generatore fotovoltaico
- 7** Potenza nominale totale del generatore (somma della potenza dei moduli)
- 8** Valore dell'energia elettrica annua producibile espressa nell'unità di misura selezionata



**9** Bottoni di aggiustamento in gradi dell'elevazione dell'ostacolo

## Caratteristiche del sito

Banca dati solare - Stazione meteo

UNI 10349 - Cagliari

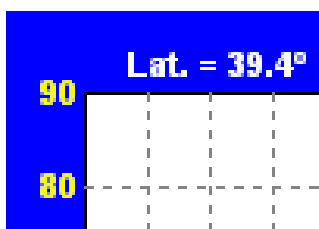
La tendina (A) contiene l'elenco delle provincie italiane che la normativa UNI 10349 considera e calcola da [stazioni meteorologiche](#) di acquisizione dei dati di radiazione solare di riferimento.

(1)



Es. Ussana = 39.4° Lat N

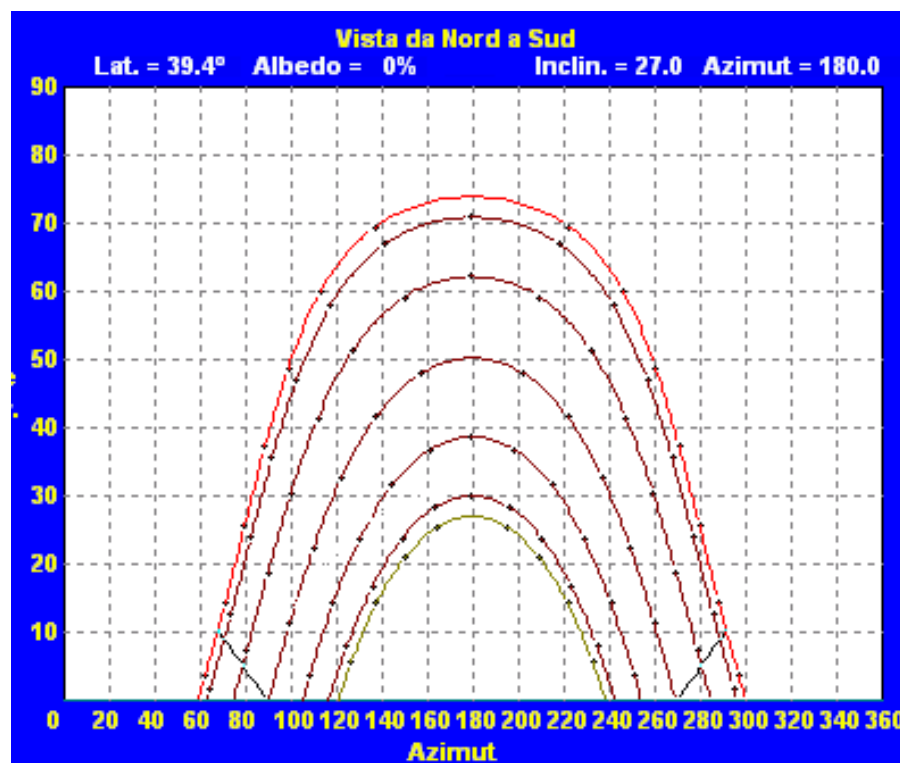
(2)



- a) selezionare dalla tendina (A) la città avente [latitudine](#) più prossima al sito di installazione utilizzando, se del caso, la carta geografica del territorio italiano. Una volta selezionata, nello spazio (1) e (2) apparirà l'indicazione della latitudine geografica corrispondente espressa in [gradi](#)
- b) per passare dalla zona selezionata al sito di installazione occorre rilevare la latitudine di quest'ultimo consultando la carta geografica. Poi basterà cliccare su bottoni (1) (step prefissati in  $\pm 0,2$  gradi) fino a far comparire nello spazio la latitudine esatta del sito.



N.B. Le tracce dei percorsi solari sull'omonimo diagramma vengono aggiornate automaticamente da SunSim ad ogni variazione di latitudine impostata.



(C)



Albedo  
Neve

(3)



90 Lat. = 39.4° Albedo = 75%

c) il programma considera le caratteristiche del sito di installazione anche con la specificità prevalente dell'ambiente circostante e, in particolare, l'influsso che le stesse hanno sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico. Queste caratteristiche sono denominate caratteristiche d'albedo.

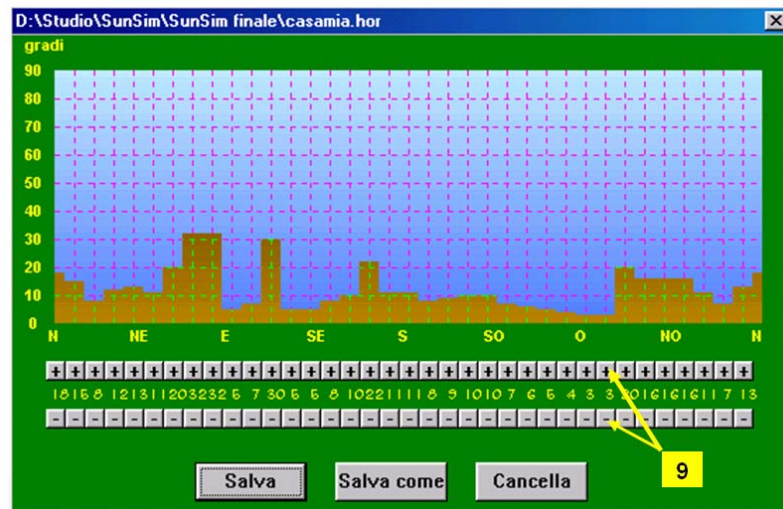
La tendina (C) <Albedo> propone alcuni esempi di ambiente circostante prevalente per i quali, una volta selezionati, appare nello spazio (3) l'indicazione del valore percentuale corrispondente. In alternativa, è possibile selezionare dalla tendina direttamente un valore compreso tra 10 e 100%.



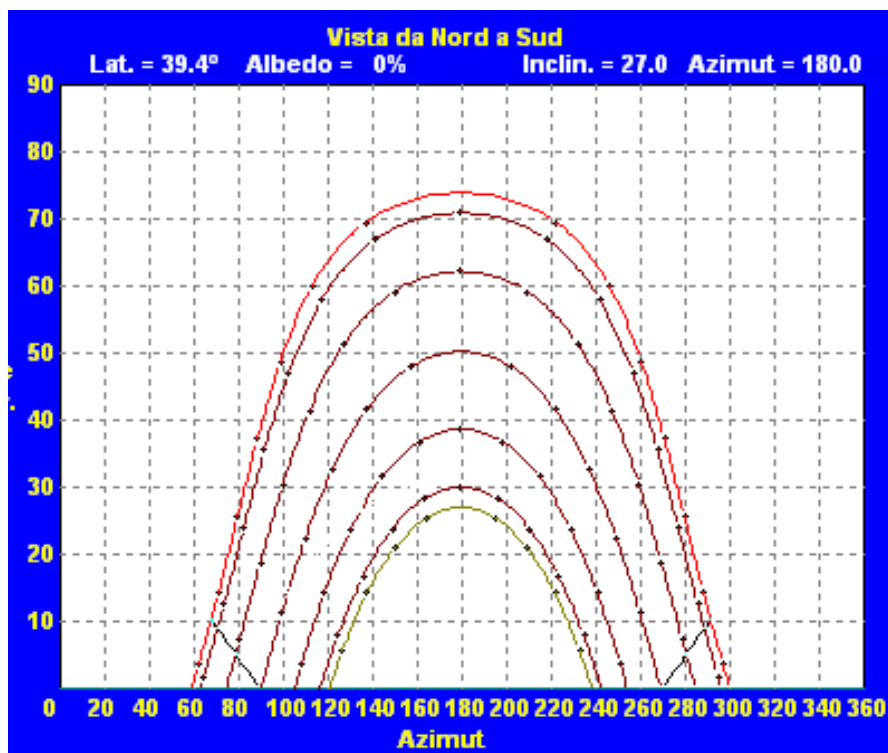
(D)



SunSim consente inoltre di settare il valore dell' angolo limite di riflessione tramite il bottone (D) a step di 1 grado. Il valore offerto come standard dal programma corrisponde al valore di 5 gradi.

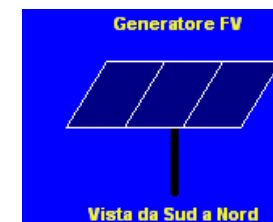


SunSim offre la possibilità di considerare, nei calcoli dell'energia solare disponibile e la relativa energia elettrica producibile da un impianto fotovoltaico, anche l'eventuale ombreggiamento del piano dei moduli in modo da simulare le reali condizioni in sito.

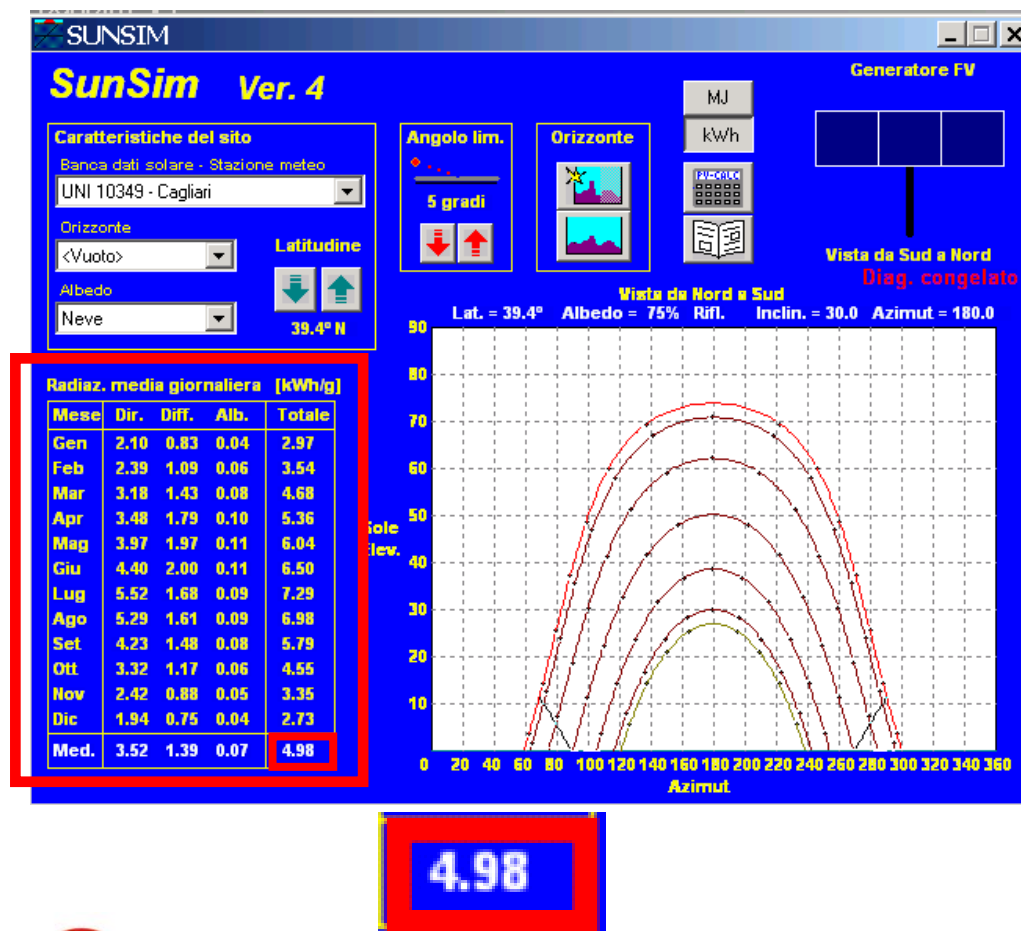


Muovendosi con il mouse sopra il grafico dei percorsi solari equivale a “orientare” i pannelli FV secondo gli angoli di azimuth ed elevazione letti in ascissa e ordinata rispettivamente

Il valore corrente viene riportato nella parte destra dell’intestazione, e in alto a destra nella finestra viene riportata la “vista” da S verso N di un ipotetico modulo



Si puo navigare anche con le frecce



Al variare della posizione del mouse , cioè al variare della orientazione della superficie dei moduli, viene **istantaneamente** generato e modificato un diagramma sulla sinistra che riporta, mese per mese, i valori delle tre componenti della radiazione (diretta, diffusa, albedo), il loro totale, e nella ultima riga i valori medi su base annuale.

Il dato importante ai fini della massimizzazione della produttività è il dato medio totale

Trovato il valore ottimale per l'orientazione dei pannelli, prima di poter portare a termine l'analisi di producibilità si deve "congelare" il diagramma facendo click con il tasto destro. Poi si clicca su



Si sceglie il modulo in un ampio menu, si determina, attraverso la scelta del numero dei moduli, la potenza di picco totale dell'installazione, e si legge infine la producibilità annua attesa.

**Il dato è lievemente inferiore rispetto alla stima "a spanne" descritta in precedenza**

## Potenza e energia dai moduli FV

*Scelta del modulo FV*

Kyocera\_KC167-G

**167.0 Wp**     
 **N. di moduli FV:**   

**Potenza di picco: 3006.0 Wp**  
**Energia annua totale: 4023.5 kWh/a**



Ora illustriamo le funzionalità di un sito web sviluppato dalla comunità europea con funzionalità avanzate e dati estremamente affidabili

Ente sviluppatore:

Institute for Energy del Joint Research Center (JRC) della comunità europea

## Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

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

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

**Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)**  
Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology

**Interactive access to solar resource and photovoltaic potential:**

Europe Africa

See also aggregated data of solar and PV potential for **European countries and regions**.

The **old system** with French, German Italian, Spanish, and Slovak language interface still works.

**Posters and maps of solar resource and photovoltaic electricity potential (Europe, Africa)**

**CLICK**

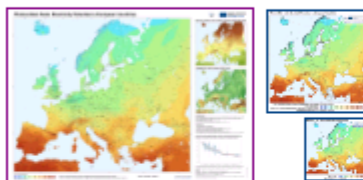
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

## European countries and regions:

[AL] [AT] [BA] [BE] [BG] [CH] [CY] [CZ] [DE] [DK] [EE] [ES] [FI] [FR] [GR] [HR] [HU] [IE] [IT] [NL] [LV] [LT] [LU] [MT] [PL] [PT] [RO] [SE] [SI] [SK] [TR] [UK]

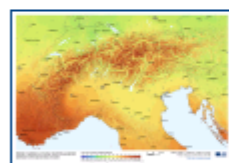
[Europe] [Alpine region] [West Balkan region] [Benelux]

## Non-European countries and regions

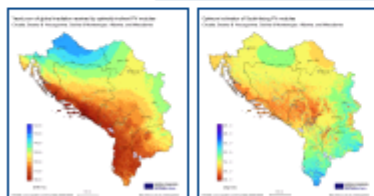


Europe - global irradiation & PV potential for optimum angle

- A2 **poster** (pdf 11.5 mb)
- graphic file for **publications** (png 5.2 mb)
- graphic file for **presentations** (png 0.7 mb)



Europe, the Alpine region - Global irradiation and PV potential for optimum angle ([full view](#))



West Balkan  
global irradiation for optimally inclined surface  
optimum inclination angle



Benelux countries  
global irradiation on optimally-inclined plane ([full view](#))



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

**CLICK**

**Interactive access to solar resource and photovoltaic potential:**

**Europe** **Africa**

See also aggregated data of solar and PV potential for **European countries and regions**.

The **old system** with French, German Italian, Spanish, and Slovak language interface still works.

**Posters and maps of solar resource and photovoltaic electricity potential (Europe, Africa)**

Cagliari  
"Search"

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>

**JRC** Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps

EUROPA > EC > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps >

Search: Cagliari

cursor position: 39.294, 9.130  
selected position: 39.215, 9.109

**PV Estimation** Monthly radiation Daily radiation

**Performance of Grid-connected PV**

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power: 15 kWp

Estimated system losses [0;100]: 14 %

Module inclination [0;90]: 33 deg.

Module orientation [-180;180]: 3 deg.

(East=-90, South=0)

- Use given inclination and orientation
- Find optimal inclination for given orientation
- Find optimal inclination and orientation
- Show performance for 2-axis tracking system
- Show horizon
- Show in-plane irradiation
- Show graphs

**Output formats**

- Output in new window
- Export to text
- Save as PDF

**Calculate** [help]

**JRC** **Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps**

EUROPA > EC > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps >

Cursor position: 39.251, 8.994  
Selected position: 39.235, 8.971

Search: Cagliari

Map controls: Europe, Africa, zoom, pan, scale

Map labels: Strada Sesta, Grogastiu, Strada Quarta, Strada Decima, Strada Quinta, Strada Sestina, Strada Terza, Strada Seconda, Strada Dorisale, Localita' Zona Industriale di Macchiarreddu, Macchiarreddu, Foce Mereu, SP92

POWERED BY Google

Map data ©2008 Tele Atlas - Termini e condizioni d'uso

**PV Estimation** Monthly radiation Daily radiation

**Performance of Grid-connected PV**

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power: 1 kWp

Estimated system losses [0;100]: 14 %

Module inclination [0;90]: 35 deg.

Module orientation [-180;180]: 0 deg.  
(East=-90, South=0)

- Use given inclination and orientation
- Find optimal inclination for given orientation
- Find optimal inclination and orientation
- Show performance for 2-axis tracking system
- Show horizon
- Show in-plane irradiation
- Show graphs

**Output formats**

- Output in new window
- Export to text
- Save as PDF

**Calculate** [help]

**Si naviga come in Google Earth, e si seleziona il punto esatto dell'installazione (es. nei pressi della settima strada di Macchiarreddu)**

Ora posso selezionare la tecnologia dell'impianto e la potenza di picco installata.

PV Estimation	Monthly radiation	Daily radiation
<b>Performance of Grid-connected PV</b>		
PV technology: <input type="text" value="Crystalline silicon"/>		
Installed peak PV power <input type="text" value="15"/> kWp		

Per effettuare le analisi di producibilità si deve fornire una stima delle perdite (al netto di quelle per il riscaldamento dei moduli, che vengono valutate automaticamente). Valori intorno al 14 % [valore di default] sono plausibili.

Si ha poi la possibilità di inserire l'orientazione e l'angolo di inclinazione dei moduli (valori per i quali si propone anche il calcolo automatico ottimale da parte del software)

PV Estimation	Monthly radiation	Daily radiation
<b>Performance of Grid-connected PV</b>		
PV technology: <input type="text" value="Crystalline silicon"/>		
Installed peak PV power <input type="text" value="15"/> kWp		
Estimated system losses [0; 100] <input type="text" value="10"/> %		
Module inclination [0; 90] <input type="text" value="35"/> deg.		
Module orientation [-180; 180] <input type="text" value="0"/> deg. <small>(East=-90, South=0)</small>		

**PV Estimation**    Monthly radiation    Daily radiation

### Performance of Grid-connected PV

PV technology:

Installed peak PV power  kWp

Estimated system losses [0; 100]  %

Module inclination [0; 90]  deg.

Module orientation [-180; 180]  deg.  
(East=-90, South=0)

Use given inclination and orientation  
 Find optimal inclination for given orientation  
 Find optimal inclination and orientation  
 Show performance for 2-axis tracking system  
 Show horizon  
 Show in-plane irradiation  
 Show graphs

**Output formats**

Output in new window  
 Export to text  
 Save as PDF

**Calculate** [\[help\]](#)



### Performance of Grid-connected PV

#### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 39°14'4" North, 8°58'15" East, Elevation: 18 m a.s.l.,  
Nearest city: Assemini, Italy (7 km away)

Nominal power of the PV system: 15.0 kW (crystalline silicon)  
 Estimated losses due to temperature: 9.1% (using local ambient temperature)  
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%  
 Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%  
 Combined PV system losses: 23.9%

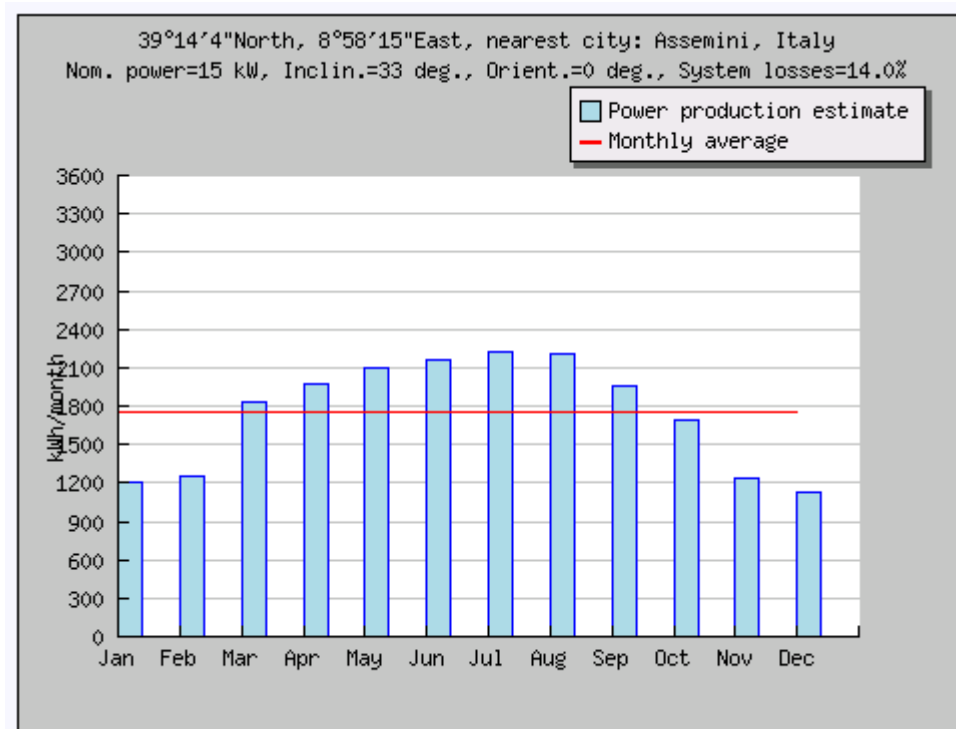




Fixed system: inclination=33°, orientation=0° (optimum)		
Month	$E_d$	$E_m$
Jan	38.70	1200
Feb	44.60	1250
Mar	59.00	1830
Apr	65.70	1970
May	67.80	2100
Jun	72.10	2160
Jul	71.90	2230
Aug	71.10	2200
Sep	65.20	1950
Oct	54.60	1690
Nov	41.40	1240
Dec	36.20	1120
<b>Yearly average</b>	<b>57.4</b>	<b>1750</b>
<b>Total for year</b>		<b>21000</b>

$E_d$ : Average daily electricity production from the given system (kWh)

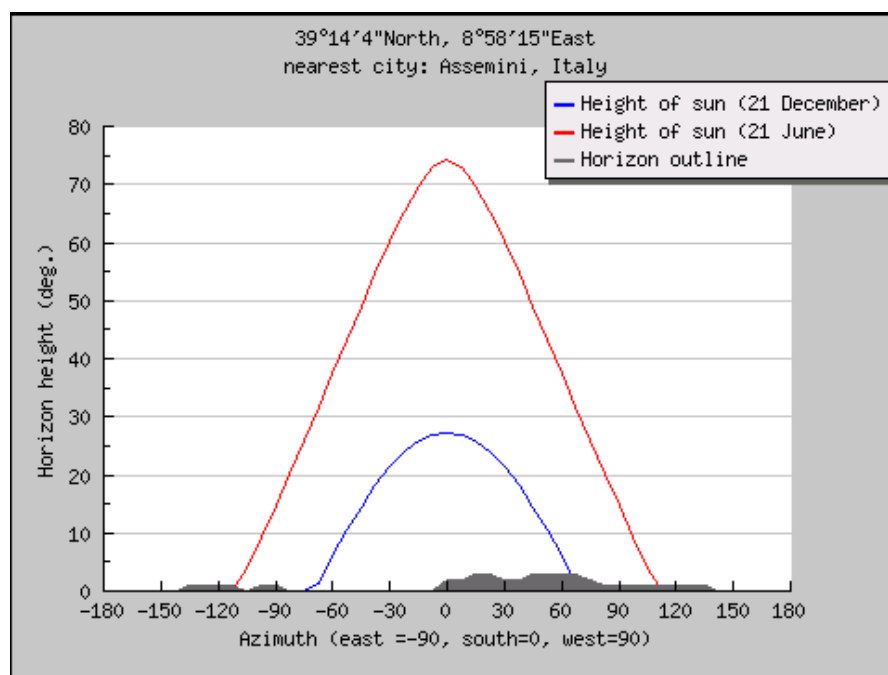
$E_m$ : Average monthly electricity production from the given system (kWh)



$$1.4 \text{ MWh/kwp} \times 15 \text{ kwp} = 21 \text{ MWh}$$



Show horizon

 Show in-plane irradiation


Fixed system: inclination=33°, orientation=0°  
(optimum)

Month	$E_d$	$E_m$	$G_d$	$G_m$
Jan	38.70	1200	3.24	101
Feb	44.60	1250	3.77	106
Mar	59.00	1830	5.06	157
Apr	65.70	1970	5.70	171
May	67.80	2100	5.99	186
Jun	72.10	2160	6.48	194
Jul	71.90	2230	6.53	202
Aug	71.10	2200	6.46	200
Sep	65.20	1950	5.81	174
Oct	54.60	1690	4.79	148
Nov	41.40	1240	3.53	106
Dec	36.20	1120	3.05	94.6
<b>Yearly average</b>	<b>57.4</b>	<b>1750</b>	<b>5.04</b>	<b>153</b>
<b>Total for year</b>		<b>21000</b>		<b>1840</b>

$G_d$ : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system ( $kWh/m^2$ )

$G_m$ : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system ( $kWh/m^2$ )

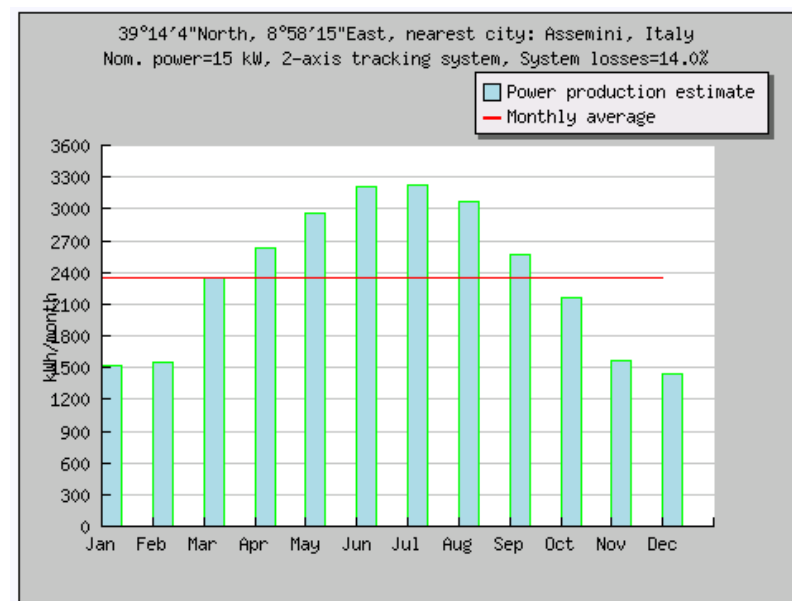
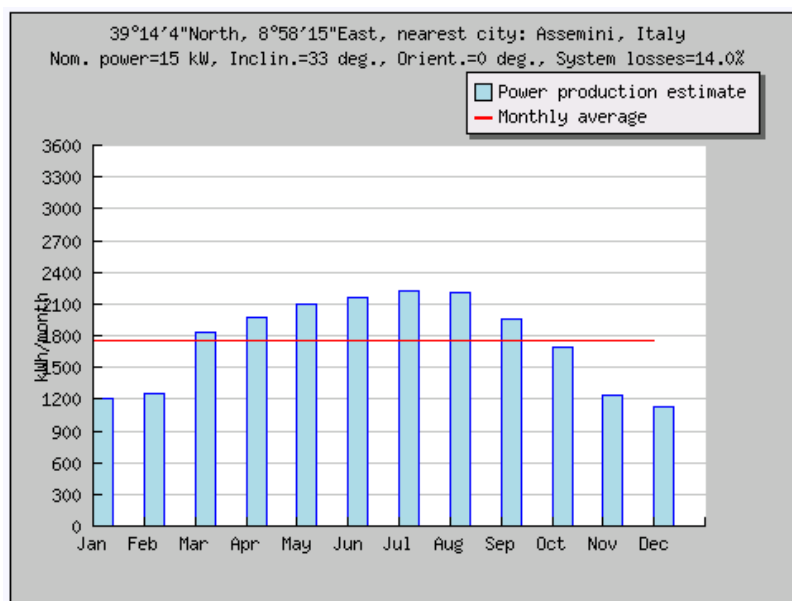
Show performance for 2-axis tracking system

Fixed system: inclination=33°, orientation=0° (optimum)		
Month	$E_d$	$E_m$
Jan	38.70	1200
Feb	44.60	1250
Mar	59.00	1830
Apr	65.70	1970
May	67.80	2100
Jun	72.10	2160
Jul	71.90	2230
Aug	71.10	2200
Sep	65.20	1950
Oct	54.60	1690
Nov	41.40	1240
Dec	36.20	1120
Yearly average	57.4	1750
Total for year		<b>21000</b>

2-axis tracking system		
Month	$E_d$	$E_m$
Jan	49.10	1520
Feb	55.60	1560
Mar	75.80	2350
Apr	87.40	2620
May	95.20	2950
Jun	107.00	3210
Jul	104.00	3230
Aug	98.80	3060
Sep	85.30	2560
Oct	69.70	2160
Nov	52.40	1570
Dec	46.60	1440
Yearly average	77.4	2350
Total for year		<b>28200</b>

$E_d$ : Average daily electricity production from the given system (kWh)  
 $E_m$ : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Show performance for 2-axis tracking system



PV Estimation **Monthly radiation** Daily radiation

**Monthly global irradiation data**

- Horizontal irradiation
- Irradiation at opt. angle
- Irradiation at chosen angle:  deg.
- Linke turbidity
- Dif. / global radiation
- Optimal inclination angle

**Monthly ambient temperature data**

- Average daytime temperature
- Daily average of temperature
- Number of heating degree days
- Show graphs

**Output formats**

- Output in new window
- Export to text
- Save as PDF

**Calculate**  
[\[help\]](#)

PV Estimation Monthly radiation **Daily radiation**

**Average Daily Solar Irradiance**

Select month:

**Irradiance on a fixed plane**

Inclination [0; 90]  deg. (horizontal=0)

Orientation [-180; 180]  deg. (east=-90, south=0)

- Average global irradiance
- Clear-sky global irradiance

**Irradiance on a 2-axis tracking plane**

- Average global irradiance, 2-axis tracking
- Clear-sky global irradiance, 2-axis tracking
- Daytime temperatures
- Show horizon outline graph
- Show graphs

**Output formats**

- Output in new window
- Export to text
- Save as PDF

**Calculate**  
[\[help\]](#)

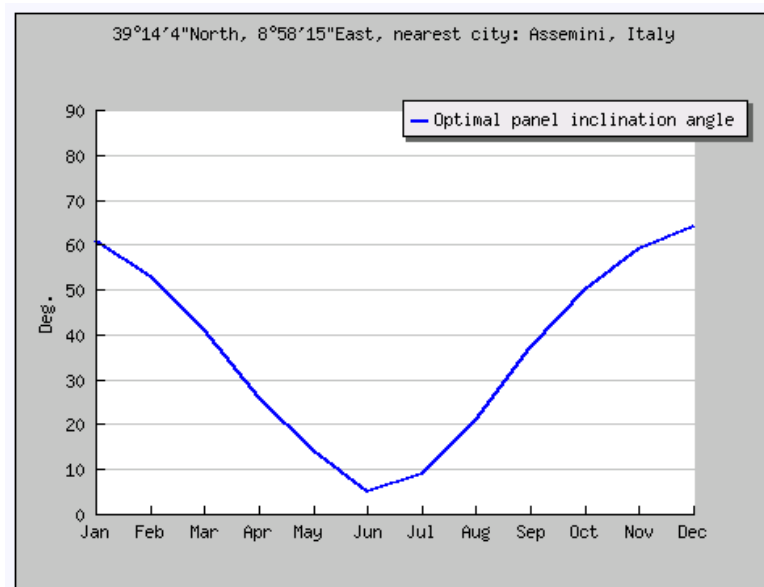
## Esempio di output dalla finestra di analisi “daily radiation”

Location: 39°14'4" North, 8°58'15" East, Elevation: 18 m a.s.l.,  
 Nearest city: Assemmini, Italy (7 km away)  
 Optimal inclination angle is: 33 degrees  
 Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	$G_{opt}$	$I_{opt}$
Jan	3240	61
Feb	3770	53
Mar	5060	41
Apr	5700	26
May	5990	14
Jun	6480	5
Jul	6530	9
Aug	6460	21
Sep	5810	37
Oct	4790	50
Nov	3530	59
Dec	3050	64
Year	5040	33

$G_{opt}$ : Irradiation on optimally inclined plane ( $Wh/m^2$ )

$I_{opt}$ : Optimal inclination (deg.)



**variazione mensile della inclinazione ottimale**



## Conclusioni

**Sono stati descritti strumenti utili per verificare se i dati di producibilità di un impianto FV siano “sensati”**

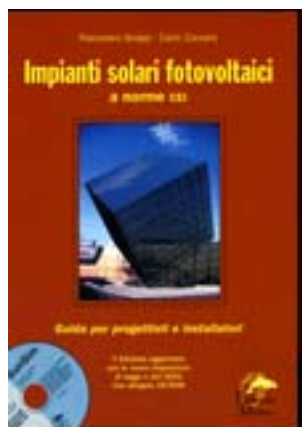
**L’uso di tali strumenti di calcolo non richiede competenze approfondite**

**La producibilità attesa dall’impianto è il cruciale dato di input alle analisi di resa economica.**

**Una sua valutazione non corretta può inficiare pesantemente l’analisi economica dell’investimento !**

**Si può pensare di calcolare la producibilità con metodi differenti, e successivamente considerare il valore peggiore o il valore medio a seconda dei casi.**

## Letture consigliate



Francesco Groppi, Carlo Zuccaro  
**Impianti Solari Fotovoltaici a Norme CEI.**  
**Guida per progettisti e installatori**  
V Edizione Aggiornata 2008  
Editoriale Delfino - maggio 2008



Antony Falk; Duerschner Christian, Karl Hein Remmers  
**Il fotovoltaico per professionisti**  
Ed. SOLARPRAXIS AG



# Grazie per l'attenzione

**Per contatti**  
**ing. Alessandro PISANO**



`alessandro.pisano@sardegna ricerche.it`  
`pisano@diee.unica.it`