



VALUTAZIONE PERFORMANCE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Valutazione dell'andamento della produzione negli ultimi anni e analisi delle possibili migliorie impiantistiche per aumentarla

IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Proprietà: xxxxx

Localizzazione impianto: xxxx



Consulenze blog e network sulle energie rinnovabili e la sostenibilità
www.energyhunters.it

Premessa e disclaimer del documento

Il presente documento costituisce una stima tecnica della produzione dell'impianto fotovoltaico richiesto dal cliente e un successivo confronto con i dati di produzione reali. Esso è redatto a partire dall'irraggiamento, calcolato in base all'azimut (orientamento rispetto a SUD) e all'inclinazione (rispetto al piano di campagna) dei moduli, seguendo le metodologie di calcolo della norma UNI EN 10349. I dati relativi alle perdite di conversione (dei moduli, dell'inverter, ecc.) sono stimati o comunicati dal cliente e dipendono dalle caratteristiche costitutive dell'impianto. Si ricorda che la variabilità di radiazione solare è solitamente contenuta nel $\pm 5\%$ nell'arco dell'anno rispetto alle condizioni medie storiche pluriannuali [1]. Ne consegue che variazioni di produzione del 5% sono del tutto compatibili con la variabilità meteorologica statistica standard. I dati reali di produzione sono ricavati o dal cliente, o dai portali *web* ove possono risiedere (GSE, ente distributore di collegamento). La loro attendibilità non è responsabilità dell'autore né di Energyhunters poiché provenienti da fonti esterne. I dati vengono comunque studiati, vagliati e validati per dare la migliore attendibilità possibile. Il documento è composto da tre parti principali:ù

1. **Anagrafica** dell'impianto e dei dati di simulazione presi a riferimento
2. **Calcolo dell'energia** prodotta teoricamente e confronto con i dati di **produzione reali**
3. **Conclusioni e suggerimenti** per il miglioramento della performance

Anagrafica dell'impianto e dei dati di simulazione presi a riferimento

DATI ANAGRAFICI D'IMPIANTO			
DENOMINAZIONE IMPIANTO		Impianto fotovoltaico xxxx	
SITO IN, VIA/PIAZZA		xxxxx	Numero xx
LOCALITÀ/COMUNE		xxxxx	CAP xxxx
PROVINCIA		xx	NAZIONE Italia
LATITUDINE [° decimali]	xxxxxx	LONGITUDINE [° decimali]	xxxxxx
INCLINAZIONE (azimut) dei moduli fotovoltaici [° decimali] <i>inclinazione principale dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di calpestio, in caso di inclinazioni multiple inserire la media aritmetica delle inclinazioni (es: 35,00°)</i>		15	
ORIENTAMENTO (tilt) dei moduli fotovoltaici rispetto al NORD geografico [° decimali] <i>Orientamento principale dei moduli fotovoltaici (4 cifre significative) rispetto al nord, in caso di orientamenti multipli inserire la media aritmetica degli orientamenti rispetto al NORD. (NORD 0°, EST 90°, SUD 180°, OVEST 270°)</i>		213	
POTENZA NOMINALE DC [kWp]	xxx	POD	IT001Exxxx
Numero CENSIMP	IM_xxxxx	Entrato in servizio [gg/mm/aaaa]	xxxx
Regime di incentivazione impianto	V conto energia, convenzione N. Convenzione xxxx del xxx/xxxx/xxxx con remunerazione differenziata: 0,2250 Euro/kWh per l'energia esportata; 0,1430 Euro/kWh per l'energia auto consumata (da sommare quindi al risparmio in bolletta).		

Disclaimer

I dati contenuti nel documento sono di esclusivo uso del cliente a cui sono destinati e relativi al solo impianto citato nell'anagrafica precedente. Per nessun motivo il documento può essere copiato e riprodotto se non su esplicito consenso del cliente e di Energyhunters. Le informazioni in esso contenute, sono riservate e destinate all'uso del solo cliente finale. Energyhunters e chiunque ad esso riconducibile non è responsabile di azioni sull'impianto fotovoltaico conseguenti alle valutazioni del cliente o di chi legge il documento. La manutenzione sull'impianto e le sue eventuali modifiche devono essere fatte da personale esperto e in possesso di tutte le abilitazioni di legge. I dati personali sono trattati nel rispetto di tutte le normative sulla privacy vigenti, cui il cliente presta consenso incaricando il team di EH alla redazione del documento.

Calcolo dell'energia prodotta teoricamente e confronto con i dati di produzione reali

Anzitutto si è calcolato l'irraggiamento teorico, basato sulle medie di irraggiamento pluriennale dal 1990 della norma UNI EN 10349, per la località in esame considerando i seguenti dati locali:

- Coefficiente di riflessione del terreno (i.e. **albedo**): **0,25%**
- Coefficiente mediato di **ombreggiamento** sul piano dei moduli: **0%** (*assenza di ombreggiamenti sull'orizzonte tecnico visto dai moduli*)
- **Angolo limite** dei moduli fotovoltaici (angolo residuo all'alba e al tramonto oltre il quale la luce non viene assorbita dai moduli ma riflessa): **5°, dato standard**

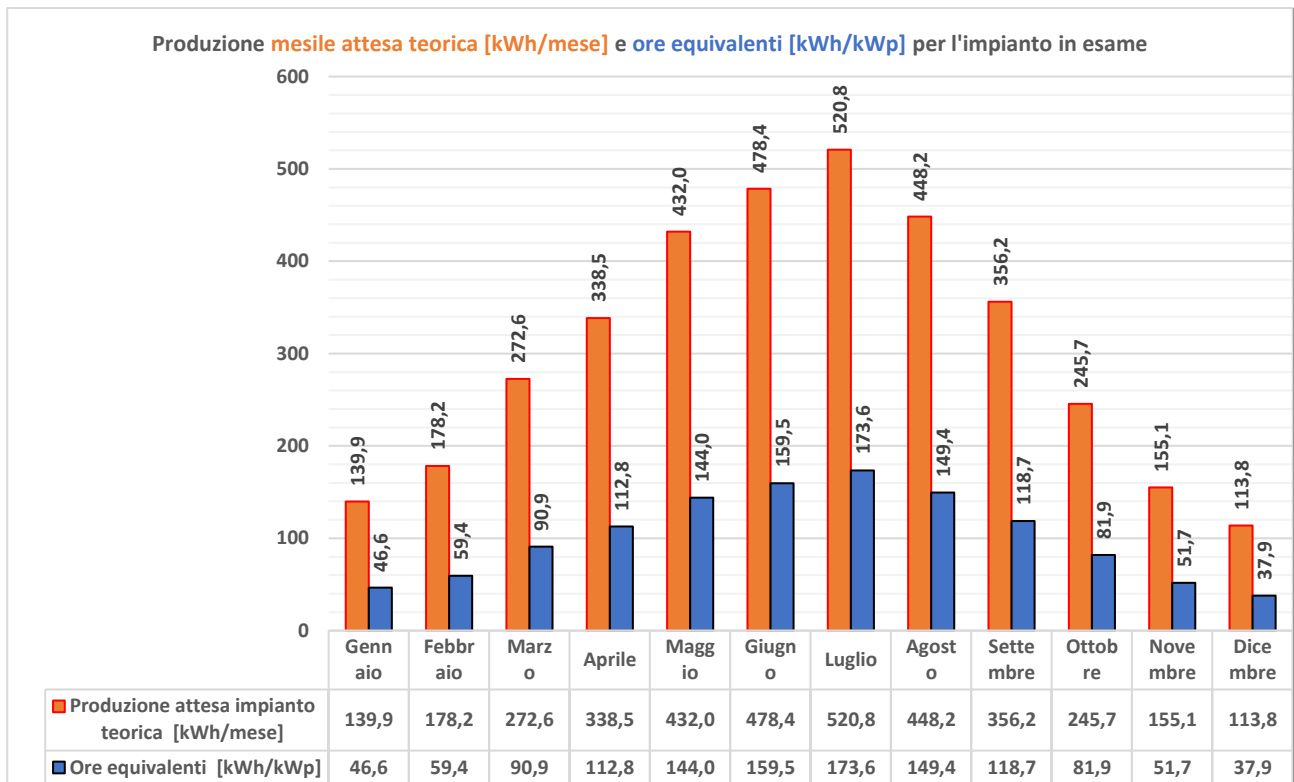
I risultati della simulazione riguardo alla radiazione sul piano dei moduli sono i seguenti:

Irraggiamento giornaliero per unità di superficie calcolato secondo norma UNI 10349 [kWh/giorno·m ²]						
Mese	Radiazione diretta	Radiazione diffusa	Radiazione riflessa	Radiazione totale	Giorni medi nel mese	Irraggiamento mensile totale
u.m.	[kWh/d]	[kWh/d]	[kWh/d]	[kWh/d]	[-]	[kWh/mese·m ²]
Gennaio	1,0	0,7	0,0	1,7	31	53,6
Febbraio	1,4	1,0	0,0	2,4	28	68,3
Marzo	2,0	1,4	0,0	3,4	31	104,5
Aprile	2,5	1,9	0,0	4,3	30	129,7
Maggio	3,2	2,2	0,0	5,3	31	165,6
Giugno	3,9	2,2	0,0	6,1	30	183,3
Luglio	4,3	2,1	0,0	6,4	31	199,6
Agosto	3,6	1,9	0,0	5,5	31	171,8
Settembre	3,0	1,5	0,0	4,6	30	136,5
Ottobre	1,9	1,1	0,0	3,0	31	94,1
Novembre	1,2	0,8	0,0	2,0	30	59,4
Dicembre	0,8	0,6	0,0	1,4	31	43,6
Media ove indicativa	2,4	1,4	0,0	3,9		3,9
Totali ove significativi					365,25	1410,0

Analizzando i dati d'impianto si sono stimate quindi **le seguenti perdite di conversione**:

Dato/caratteristica	Valore	Note
Numero moduli fotovoltaici [-]	12	Disposti complanari su unica falda
Potenza singolo modulo fotovoltaico [Wp]	250	Moduli: xxxxxx
Superficie singolo modulo [m ²]	1,66	Dalle dimensioni effettive dei moduli
Rendimento moduli [-]	0,1506	Da <i>data sheet</i> all'STC
Rendimento inverter [%]	0,956	<i>Inverter: xxxxx</i> , rendimento europeo da <i>data sheet</i>
Perdite per temperatura [%]	6	Stimate da software energyhunters in base alla T media del luogo e alla tecnologia dei moduli fotovoltaici.
Altre perdite di conversione [%]	3	Includono perdite per riflessione, nei conduttori DC, nei conduttori AC, per mismatching ecc.
Rendimento totale impianto	13,13%	Totale coefficiente di conversione dell'irraggiamento solare

I risultati della simulazione per la produzione teorica sono quindi i seguenti:



N.b: con il termine ore equivalenti si enumera il principale indicatore di rendimento/producibilità degli impianti rinnovabili, esso è un coefficiente che si ottiene dividendo l'energia prodotta (mensile, annuale), espressa in kWh, per la potenza equivalente dell'impianto in kWp. Il risultato è un coefficiente, in ore che da un'idea immediata dell'andamento dell'impianto per zona geografica.

I risultati di produzione teorica finali sono riassunti di seguito:

- Energia annua totale di produzione teorica [kWh/anno]: **3679,3**
- Ore equivalenti annuali [kWh/kWp=h]: **1226,4**




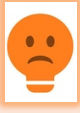
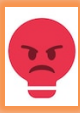
Procediamo ora a confrontare i dati di produzione teorici con quelli reali prelevati dai portali/fonti del cliente. Si è direttamente riassunto tutto, compresi i calcoli teorici sul guadagno lordo, nella tabella seguente:

Anno in esame	Valori REALI ricavati da impianto			Energia autoconsumata a rispetto alla totale prodotta [%]	Prod. teorica	Delta	Economics (stima)	
	Energia esportata [kWh/anno]	Energia autoconsumata [kWh/anno]	Energia totale prodotta [kWh/anno]				Introito lordo da energia autoconsumata (stima con prezzo componente energia di luglio 2022 pari a 0,2 €/kWh) [€]	Introito da energia ceduta (tariffa omnicomprensiva a 0,224 €/kWh) [€/anno]
2018	1919,1	1684,6	3603,7	46,7%	3679,2	-2,05%	714,3	429,9
2019	2162,7	1600,7	3763,4	42,5%	3679,2	2,29%	678,7	484,4
2020	2402,5	1425,8	3828,4	37,2%	3679,2	4,05%	604,6	538,2
2021	2222,8	1450,2	3673,0	39,5%	3679,2	-0,17%	614,9	497,9
Medie	2176,7	1540,3	3717,1	41,5%	3679,2	+1,03%	653,1	487,6

Conclusioni e suggerimenti per il miglioramento della performance:

Indicatore di performance finale

L'impianto è risultato quasi in media perfetta con i calcoli teorici, negli ultimi 4 anni ha mediamente prodotto 1% in più di produzione rispetto alle attese.

Rapporto fra produzione teorica e produzione media riscontrata per l'impianto in esame	Valutazione	Rapporto dell'impianto in esame
+1,1 o superiore (+10% o superiore) ↑↑	 Performance molto oltre la produzione attesa	
Da 1,05 a 1,10 (+5% ÷ +10%) ↑	 Performance oltre la produzione attesa	
Da 0,95 a 1,05 (±5%) = OK	Performance all'interno della produzione attesa	1,013 (101,3%) 
Da 0 a 0,9 (0 ÷ -10%) ↓	 Performance al disotto la produzione attesa	
0,9 o inferiore (-10% o inferiore) ↓↓	 Performance molto al disotto della produzione attesa. Problemi evidenti di produzione	

Commenti

L'impianto è ben esposto e costruito, per la tecnologia che utilizza, la produzione appare robusta e costante senza significative variazioni. L'impianto gode di una tariffa molto favorevole vista alla luce del *caro bollette* che stiamo attraversando. L'autoconsumo è infatti premiato oltre che dall'evidente risparmio in bolletta, da una tariffa premio che rende molto vantaggiosa auto consumare energia.

Consigli per migliorare la produzione (in ordine di importanza):

1. Possibile guadagno extra (+10 - +30% di guadagno monetario dipendente dal prezzo della componente energia della bolletta elettrica): Auto consumare più possibile. Centrare nelle ore con alta produzione (Dalle 10 alle 16) tutte le utenze programmabili come lavatrici, lavastoviglie, pompe acqua e ogni cosa che si può fare quando c'è luce solare. Questo consentirà di sfruttare la tariffa premio per l'energia auto consumata (per altro non tassata) sommando ai risparmi in bolletta per l'energia non prelevata, l'incentivo premio previsto.
2. Possibile incremento (+3 - +5% dipendente dalle condizioni meteo): Lavare i moduli fotovoltaici con prodotti per il vetro e spazzola non troppo abrasiva, risciacquandoli con acqua. Si consiglia, per localizzazione e tipologia di impianto di lavarlo almeno **3 volte l'anno** nelle seguenti date (controllare prima se non sono previste precipitazioni nella settimana successiva altrimenti aspettare 15 giorni

dopo la data dell'ultima precipitazione). Periodi di lavaggio prescritti: **15 febbraio, 30 marzo, 10 giugno**. Secondari facoltativi: 10 luglio, 10 settembre.

3. **Incremento possibile (+2, +3%): aggiornare il firmware dell'inverter** (se presente). Attualmente l'inverter è una macchina **Ingetim, Ingecon sun 3,8TL**. Occorre informarsi presso la ditta (riferimenti su <https://www.ingeteam.com/>) per capire se è disponibile una nuova versione firmware per aggiornare l'inverter. Questo consentirà di avere una risposta più rapida nel ricercare il massimo punto di potenza ed estrarre più energia dal sole soprattutto nelle giornate coperte o con nuvole e, in generale, nelle giornate variabili. Questo servizio può essere richiesto anche al team di Energyhunters.
4. **Incremento possibile (+1, +2%): seguire le iniziative di manutenzione periodiche** prescritte dal manuale di manutenzione impianti fotovoltaici allegato al presente documento.
5. Controllare ed eliminare periodicamente presenza di ombre ed escrementi di uccelli sui moduli fotovoltaici.
6. Pulire il vano inverter e l'inverter stesso evitando che aspiri polveri che ne diminuiscono il raffreddamento e quindi la vita utile. Esporre l'inverter in un'ambiente all'ombra, ventilato e più possibile fresco.

Per ulteriori informazioni contattate il team di Energyhunters:

www.energyhunters.it

EHconsulting@energyhunters.it

Firenze, lì
xxxxx

Il presidente del team di EH

Ing. xxxx
Per il team di Energyhunters
xxxxx

References:

[1]: *Sunshine duration and global radiation trends in Italy (1959-2013): to what extent do they agree?* V. Manara¹, M. Brunetti², M. Maugeri^{1,2}, A. Sanchez-Lorenzo³ and M. Wild⁴. ¹Department of Physics, Università degli Studi di Milano, Milan, Italy