

ESSEI
SERVIZI

SOCIETÀ D'INGEGNERIA

LA CATENA DEI RENDIMENTI NEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI
E LA
PERFORMANCE RATIO



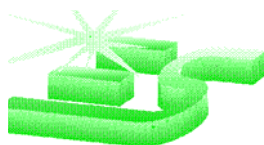
ESSEI SERVIZI S.R.L.
DIVISIONE ENERGIE RINNOVABILI

Rev.04.7 – Novembre 2011

Nella foto l'impianto GE3 da 395,16 kWp in Terralba, di proprietà *Gesuina Energy s.r.l.*, realizzato dalla *F.lli Franchini s.r.l.* di Rimini. Lo shed è orientato a -12° S-E e ha due posizioni di Tilt: 30° invernali e 11° estivi. Nel 1° anno di funzionamento l'impianto ha avuto una resa di 1690,0 kWh/kWp e un PR mensile compreso fra 89,6%÷95,1%. I Moduli sono MITSUBISHI e gli inverter POWER ONE.

ESSEI SERVIZI S.R.L. – SOCIETÀ D'INGEGNERIA – S.S. 131 KM 100,2 - 09070 SIAMAGGIORE (OR) – TEL. 0783.329087 - 329389 – FAX 329078
INGEGNERIA E ARCHITETTURA - URBANISTICA E PIANIFICAZIONE TERRITORIALE - ENERGIE ALTERNATIVE E SVILUPPO SOSTENIBILE

INDIRIZZO INTERNET WWW.ESSEI.IT - E-MAIL ESSEI@ESSEI.IT
P.IVA 00675720957 – CCIAA n.112518 TRIB.OR REG.SOC. N.5409 VOL.5378



ESSEI
SERVIZI

SOCIETÀ D'INGEGNERIA

LA CATENA DEI RENDIMENTI NEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI (agg. 04.7)

Novembre 2011

Questo documento nasce dal campo,

da numerose esperienze, generalmente positive,

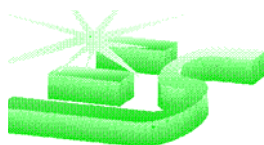
da numerosi confronti,

dall'esigenza di avere un vocabolario comune in un settore che si è sviluppato in fretta e in modo caotico, coinvolgendo tanti operatori e generando tanti esperti.

Sicuramente sono tanti gli errori e i refusi, e ce ne scusiamo.

Saremo grati a quanti vorranno apportare il loro contributo, segnalando gli errori e soprattutto approfondendo le considerazioni riportate.

Silvestro Cossu



PARTE PRIMA

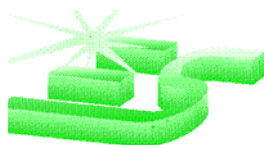
TERMINI E CONCETTI PRELIMINARI

- 1. IRRAGGIAMENTO (W/mq) E RADIAZIONE SOLARE (KWh/mq ΔT)
EFFICIENZA DEI MODULI FOTOVOLTAICI**

- 2. LE TRASFORMAZIONI ENERGETICHE IN UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**
 - 2.1 1° Sistema di trasformazione: Il sistema di esposizione
 - 2.2 2° Sistema di trasformazione: La conversione dell'Energia Solare in energia in DC
 - 2.3 3° Sistema di trasformazione: La conversione DC/AC nel resto d'impianto - BOS
 - 2.4 4° Sistema di trasformazione: Dal Contatore di Produzione al Contatore di Scambio

- 3. LA PERFORMANCE RATIO SU BASE ANNUALE
DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

- 4. RIEPILOGO GENERALE SU BASE ANNUALE DEGLI ELEMENTI
CARATTERISTICI DELLA "RESA" DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**
 - 4.1 Relazioni e definizioni
 - 4.2 Considerazioni sulle ore effettive di funzionamento



**1. IRRAGGIAMENTO (W/mq) E RADIAZIONE SOLARE (KWh/mq ΔT)
EFFICIENZA DEI MODULI FOTOVOLTAICI**

Irraggiamento solare: Intensità della radiazione solare incidente su una superficie unitaria

Unità di misura: **[I] = W/mq** dipende dal particolare istante **I (t)**

In condizioni STC: **I_{STC} = 1000 W/mq = 1 kW/mq**

le condizioni STC, di prova dei moduli, sono definite oltre che per il valore di 1KW/mq dell'irraggiamento, anche con una **temperatura moduli di 25° C** e con massa d'aria **AM 1,5** (distribuzione spettrale di riferimento secondo CEI EN 60904-3)

Radiazione solare: Integrale temporale dell'irraggiamento solare

Unità di misura: **[R] = kWh/mq**

$$R(\Delta T) = \int I(t) dt = I_{STC} \times \int I(t)/I_{STC} dt = I_{STC} \times h_s(\Delta T)$$

Avendo posto

$$h_s(\Delta T) = \int I(t)/I_{STC} dt$$

definite come **ore equivalenti solari delle condizioni STC**, in un determinato arco di tempo **ΔT**

sono le ore che moltiplicate per l'irraggiamento di riferimento **I_{STC}** forniscono l'energia solare specifica (kWh/mq) irradiata sull'unità di superficie, nell'arco di tempo **ΔT**;

(in pratica è come se nelle ore **h_s(ΔT)** l'irraggiamento si mantenga costante al valore **I_{STC}**)

Ordini di grandezza: ad Oristano, con Azimuth 0°, sul piano orizzontale 0° e con Tilt di 30°:

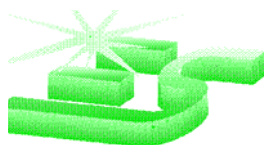
Secondo UNI: a 0° $R_{\text{anno}} = 1650,1 \text{ kWh/mq anno} = 1 \text{ kW/mq} \times 1650,1 \text{ h} = I_{STC} \times 1650,1 \text{ h/anno}$
a 30° $R_{\text{anno}} = 1835,5 \text{ kWh/mq anno} = 1 \text{ kW/mq} \times 1835,5 \text{ h} = I_{STC} \times 1835,5 \text{ h/anno}$

Secondo ENEA: a 0° $R_{\text{anno}} = 1562,2 \text{ kWh/mq anno} = 1 \text{ kW/mq} \times 1562,2 \text{ h} = I_{STC} \times 1562,2 \text{ h/anno}$
a 30° $R_{\text{anno}} = 1752,8 \text{ kWh/mq anno} = 1 \text{ kW/mq} \times 1752,8 \text{ h} = I_{STC} \times 1752,8 \text{ h/anno}$

Quindi le ore equivalenti solari h_s in un anno, con Azimuth pari a 0°, sono:

Secondo UNI: a 30° **h_s MAX = 1835,5 h/anno**

Secondo ENEA: a 30° **h_s MAX = 1752,8 h/anno**



Efficienza di un modulo fotovoltaico di superficie S (mq):

$$I_M(t) ; R_M (\Delta T) \Rightarrow \boxed{\text{MODULO}} \Rightarrow P_{DC} (t) ; E_{DC} (\Delta T)$$

$$I_{STC} \Rightarrow \boxed{\text{MODULO}} \Rightarrow P_{STC} \text{ o Potenza nominale o di picco } P_N$$

L'Efficienza Nominale di un modulo PV è il rendimento di trasformazione fra la potenza/energia derivante dal sole e incidente sul modulo, e la potenza /energia in DC prodotta per effetto FV, misurato in condizioni costanti STC ($I_M = 1000 \text{ W/mq}$, $\theta_M = 25^\circ \text{ C}$, massa d'aria AM 1,5).

In termini percentuali:

$$E_M\% = \frac{P_{STC} (W)}{I_{STC} (W/mq) \times S (mq)} \times 100$$

In termini relativi:

$$e_M = \frac{P_{STC} (W)}{I_{STC} (W/mq) \times S (mq)}$$

In termini prestazionali:

$$E_M (W/mq) = \frac{P_{STC} (W)}{S (mq)}$$

Esempio: modulo da 230 Wp con dimensioni 100x160 cm e area 1,6 mq

In termini percentuali:

$$E_M\% = \frac{230 (W)}{1000 (W/mq) \times 1,6 (mq)} \times 100 = 14,375\%$$

In termini relativi:

$$e_M = \frac{230 (W)}{1000 (W/mq) \times 1,6 (mq)} = 0,14375$$

In termini prestazionali:

$$E (W/mq) = \frac{230 (W)}{1,6 (mq)} = 143,75 \text{ W/mq}$$

NOTA: L'efficienza in condizioni STC $E_M\%$, e_M di un modulo PV, nella presente trattazione sarà sempre considerata costante.
 Si terrà conto del decadimento delle prestazioni in condizioni STC del modulo nel tempo, introducendo uno specifico fattore di decadimento K_d con valori attorno allo 0,7%÷0,8% annuali.

$$K_d \text{ J}^\circ \text{ Anno } \% = (P_{STC} \text{ J}^\circ \text{ Anno} / P_{STC} \text{ 1}^\circ \text{ Anno}) \times 100$$

Potenza erogata da un modulo di efficienza $E_M\%$ costante:

$$I_M (t) ; R_M (\Delta T) \Rightarrow \text{MODULO} \Rightarrow P_{DC} (t) ; E_{DC} (\Delta T)$$

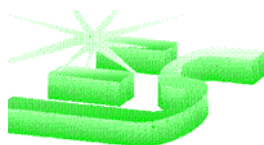
In base alla definizione di $E_M\%$, e_M risulta:

$$P_{STC} (W) = I_{STC} (W/mq) \times S (mq) \times e_M$$

L'efficienza del modulo varia in relazione alle condizioni di funzionamento: Irraggiamento, temperatura ecc.,
Ipotizzando e_M costante al variare di I(t) risulta (Modulo senza altre perdite):

$$P_{DC} (W) = I_M (t) (W/mq) \times S (mq) \times e_M = I_M (t) / I_{STC} \times I_{STC} (W/mq) \times S (mq) \times e_M$$

$$= I_M (t) / I_{STC} \times P_{STC} (W) \quad \text{(Linearità di funzionamento)}$$



Esempio: con modulo da 230 Wp con dimensioni 100x160 cm e area 1,6 mq, $E_M\% = 14,375\%$ costante

Per $I_M(t) = 800 \text{ W/mq}$

$P_{DC}(W) = 800 \text{ (W/mq)} \times 1,6 \text{ (mq)} \times 0,14375 = 184 \text{ W} = 0,8 \times 230 \text{ W} = 80\% P_{STC}$

Energia prodotta da un modulo di efficienza $E_M\%$, e_M costanti:

In condizioni costanti STC

$E_{DCSTC}(\Delta T) = P_{STC}(W) \times \Delta T(h) = I_{STC}(W/mq) \times S(mq) \times e_M \times \Delta T(h) = I_{STC} S e_M \Delta T(h)$

In condizioni generiche: con $I(t)$ costante ed e_M costante (modulo senza perdite)

$E_{DCSTC}(\Delta T) = P_{DC}(W) \times \Delta T(h) = I_M(t)(W/mq) \times S(mq) \times e_M \times \Delta T(h)$
 $= I_M(t)/I_{STC} \times (I_{STC} \times S \times e_M) \times \Delta T(h)$
 $= I_M(t)/I_{STC} \times P_{STC}(W) \times \Delta T(h)$
 $= I_M(t)/I_{STC} \times \Delta T(h) \times P_{STC}(W)$

Nel caso di un anno: con $I(t)$ variabile ma e_M costante (modulo senza perdite)

$E_{DC \text{ anno}} = \int_{365g} P_{DC}(t) dt = \int_{365g} I_M(t)/I_{STC} dt(h) \times P_{STC}(W)$
 $= P_{STC}(W) \times \int_{365g} I_M(t)/I_{STC} dt(h) = P_{STC}(W) / I_{STC} \times \int_{365g} I_M(t) dt(h) = P_{STC}(W) \times R_{anno}/I_{STC}$
 $= P_{STC}(W) \times h_{s \ 365g}$

Avendo posto:	$h_{s \ 365g} = \int_{365g} I_M(t)/I_{STC} dt(h)$	Ore Equivalenti solari in un anno
----------------------	---	--

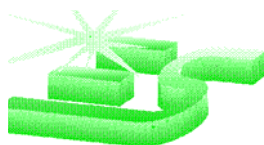
Esempio: Produzione di un modulo da 230 Wp ad Oristano in un anno, con efficienza costante e_M (Mod. senza perdite)

1. secondo UNI ad Oristano con Azimuth 0° e Tilt 30°

$R_{s \ \text{MAX OR}} = 1835,5 \text{ kWh/mq anno} = 1 \text{ kW/mq} \times 1835,5 \text{ h/anno}$
 $= I_{STC} \times 1835,5 \text{ h/anno} \Rightarrow h_{s \ \text{MAX OR}} = 1835,5 \text{ h/anno}$
 $E_{DC \ \text{MAX OR}} = P_{STC}(W) \times h_{s \ \text{MAX OR}} = 230 \text{ W} \times 1835,5 \text{ h/anno}$
 $= 422.165 \text{ Wh/anno} = 422,165 \text{ kWh/anno}$

2. secondo UNI ad Oristano con Azimuth 45° e Tilt 15°

$R_{sM \ \text{OR}} = 1747,4 \text{ kWh/mq anno} = 1 \text{ kW/mq} \times 1747,4 \text{ h/anno}$
 $= I_{STC} \times 1747,4 \text{ h/anno} \Rightarrow h_{sM \ \text{OR}} = 1747,4 \text{ h/anno}$
 $E_{DC \ \text{OR}} = P_{STC}(W) \times h_{sM \ \text{OR}} = 230 \text{ W} \times 1747,4 \text{ h/anno}$
 $= 401.902 \text{ Wh/anno} = 401,902 \text{ kWh/anno}$



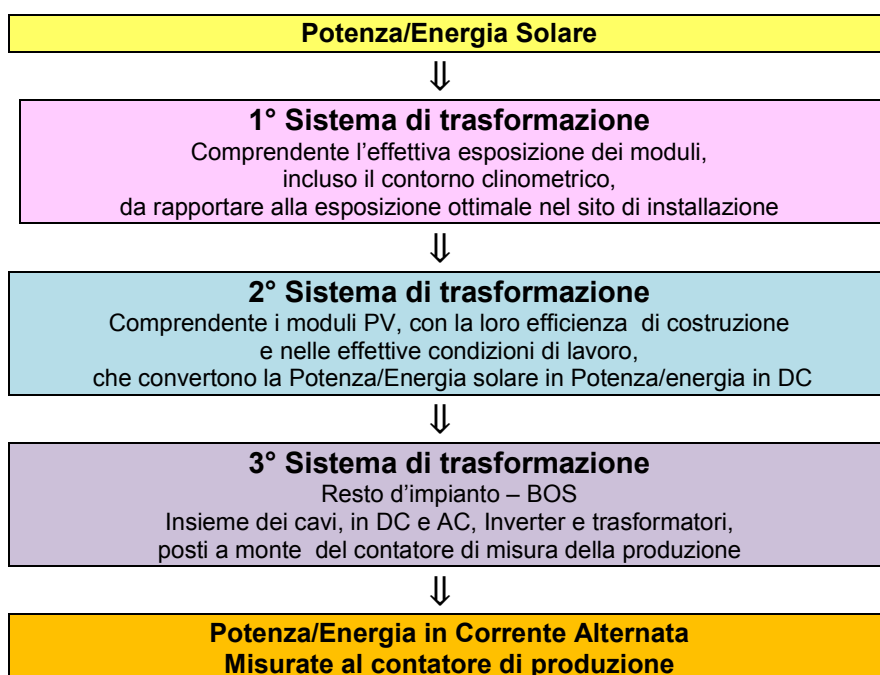
2. LE TRASFORMAZIONI ENERGETICHE IN UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La produttività annuale di un impianto fotovoltaico dipende sostanzialmente dai seguenti elementi:

1. condizioni meteorologiche;
2. esposizione dei moduli (angolo di azimuth e di Tilt, e contorno clinometrico);
3. rendimento globale dell'impianto (comprendendo tutti componenti d'impianto: moduli, cavi, inverter, ecc.) nelle effettive condizioni di installazione dei moduli;
4. efficienza di conversione dei moduli (soggetta a decadimento nel tempo).

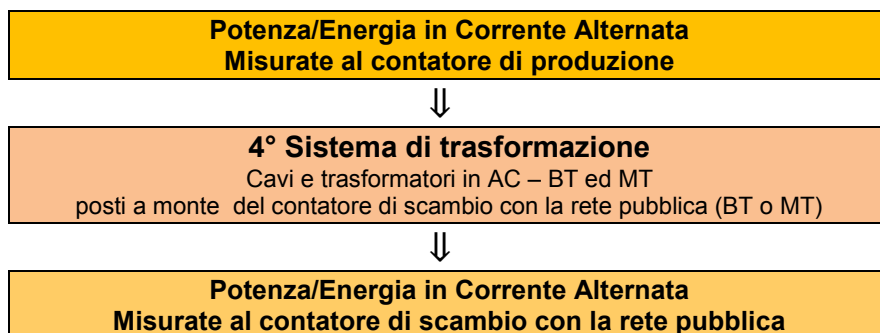
Al fine di individuare univocamente ed oggettivamente il **rendimento** di un impianto fotovoltaico ovvero la sua **Performance Ratio**, l'impianto può sempre schematizzarsi come un insieme di **tre distinti sistemi di trasformazione/conversione** delle potenze/energie in essi transitanti.

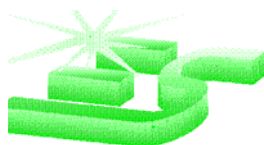
Lo schema è il seguente:



In ciascuno dei tre sistemi, potranno altresì individuarsi altri sottosistemi in relazione alle trasformazioni e alle perdite intrinseche a ciascuno.

Un eventuale **4° sistema** risulta altresì interposto fra il contatore di misura della potenza/energia prodotta e incentivata e il contatore della potenza/energia immessa nella rete pubblica.





2.1 1° Sistema di trasformazione: Il sistema di esposizione

Il medesimo schema con l'utilizzo delle formule diventa:

Potenza/Energia Solare

$$I_M(t); \quad R_M(\Delta T)$$

$$R_M(\Delta T) = \int I_M(t) dt = I_{STC} \times \int I_M(t)/I_{STC} dt = I_{STC} \times h_s(\Delta T)$$

**Senza vincoli di sorta ci si può riferire alla massima Radiazione solare
Riscontrabile In Sardegna con Orientamento Az 0° e Tilt 30°**

$$I_{MAX}(t); \quad R_{MAX}(\Delta T)$$

$$R_{MAX}(\Delta T) = \int I_{MAX}(t) dt = I_{STC} \times \int I_{MAX}(t)/I_{STC} dt = I_{STC} \times h_{sMAX}(\Delta T)$$

Avendo posto:

$$h_{sMAX}(\Delta T) = \int I_{MAX}(t)/I_{STC} dt$$

**Ore Equivalenti solari delle cond. STC nell'intervallo ΔT
in condizioni ottimali di esposizione
In Sardegna Az. 0° e Tilt 30°**



1° Sistema di trasformazione

Comprendente l'effettiva esposizione dei moduli, incluso il contorno clinometrico,
da rapportare alla esposizione ottimale nel sito di installazione

$$K_e$$

**Fattore di Esposizione
Costante nel tempo**



In uscita da questo sistema si ha l'Irraggiamento, la Radiazione e l'Energia disponibile
sul piano dei moduli

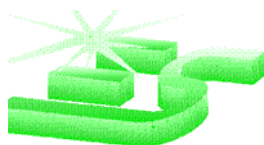
Irraggiamento [W/mq]: $I_M(t) = I_{MAX}(t) \times K_e$

Radiazione solare [kWh/mq]: $R_M(\Delta T) = \int I_M(t) dt = I_{STC} \times \int I_M(t)/I_{STC} dt = I_{STC} \times h_{sM}(\Delta T)$
 $= I_{STC} \times \int I_{MAX}(t)/I_{STC} dt \times K_e = I_{STC} \times h_{sMAX}(\Delta T) \times K_e$
 $= R_{MAX}(\Delta T) \times K_e$

Energia solare disponibile
alla conversione PV [kWh]: $E_{SD}(\Delta T) = N_M \times S_M \times R_M(\Delta T) \times e_M = (N_M \times S_M \times e_M \times I_{STC}) \times h_{sM}(\Delta T)$
 $= (N_M \times P_{STC}) \times h_{sM}(\Delta T) = (N_M \times P_{STC}) \times h_{sMAX}(\Delta T) \times K_e$
 $= P_N \times h_{sM}(\Delta T) = P_N \times h_{sMAX}(\Delta T) \times K_e$

Essendo: N_M Il numero dei moduli costituenti l'impianto
 $P_N = (N_M \times P_{STC}) = N_M \times S_M \times e_M \times I_{STC}$ La potenza nominale d'impianto

L'energia solare disponibile sul piano dei Moduli nell'intervallo ΔT , $E_{SD}(\Delta T)$, **rappresenta la massima energia convertibile** in un determinato impianto composto da N_M Moduli di efficienza e_M .



E' stato Posto:	$h_{sM}(\Delta T) = \int I_M(t)/I_{STC} dt$ $= \int I_{sMAX}(t)/I_{STC} dt \times K_e$ $= h_{sMAX}(\Delta T) \times K_e$	Ore solari con irraggiamento I_{STC} costante sul piano dei moduli, equivalenti all'integrale dell'effettivo irraggiamento nel periodo ΔT, <u>sul piano dei moduli nelle effettive condizioni di posa</u>
	$K_e = h_{sM}(\Delta T) / h_{sMAX}(\Delta T)$	Fattore di esposizione (sempre ≤ 1) Rapporto fra le ore equivalenti solari nelle effettive condizioni di posa e le ore equivalenti solari nelle ottimali condizioni di posa (In Sardegna Az. 0° e Tilt 30°)

Esempio: ad Oristano con Tilt 30° e Azimuth 0° risulta:
Secondo UNI: Az 0° e Tilt 30° $h_{sMAX} = 1835,5$ h/anno
Secondo ENEA: Az 0° e Tilt 30° $h_{sMAX} = 1752,8$ h/anno

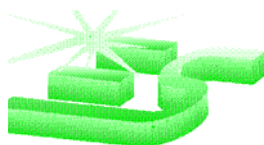
Nelle condizioni: ad Oristano con Tilt 15° e Azimuth 45° risulta:
Secondo UNI: Az 45° e Tilt 15° $h_{sM} = 1747,4$ h/anno $\Rightarrow K_{eUNI} = 95,20\%$
Secondo ENEA: Az 45° e Tilt 15° $h_{sM} = 1658,8$ h/anno $\Rightarrow K_{eENEA} = 94,63\%$

**Energia solare
Disponibile
in un anno:**

su un modulo di 230 Wp, ad Oristano con Tilt 15° e Azimuth 45°

$$\begin{aligned} \text{Secondo UNI: } E_{SD \text{ Anno OR}} &= P_{STC} \times h_{sM \text{ Anno}} = \\ &= 230 \text{ W} \times 1747,4 \text{ h/anno} = 401,902 \text{ kWh/anno} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Secondo ENEA: } E_{SD \text{ Anno OR}} &= P_{STC} \times h_{sM \text{ Anno}} = \\ &= 230 \text{ W} \times 1568,8 \text{ h/anno} = 360,824 \text{ kWh/anno} \end{aligned}$$



2.2 2° Sistema di trasformazione: La conversione dell'Energia Solare in energia in DC

Potenza/Energia Solare
Nelle effettive condizioni di Posa

Irraggiamento [W/mq]: $I_M(t) = I_{MAX}(t) \times K_e$

Radiazione solare [kWh/mq]: $R_M(\Delta T) = \int I_M(t) dt = I_{STC} \times \int I_M(t)/I_{STC} dt = I_{STC} \times h_{SM}(\Delta T)$
 $= I_{STC} \times h_{SMAX}(\Delta T) \times K_e = R_{MAX}(\Delta T) \times K_e$

Energia solare disponibile alla conversione PV [kWh]: $E_{SD}(\Delta T) = P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) = P_{STC} \times h_{SMAX}(\Delta T) \times K_e$



2° Sistema di trasformazione
Moduli PV, con la loro efficienza di costruzione (e_M)
e nelle effettive condizioni di lavoro di pulizia e di temperatura (η_{PV})
che convertono la Potenza/Energia solare in Potenza/energia in DC
 $e_M; \eta_{PV}(t, \varrho, \theta)$



$$P_{DC}(t) = I_M(t) S_M e_M \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta)$$

$$= I_M(t) / I_{STC} \times (I_{STC} S_M e_M) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta)$$

$$= I_M(t) / I_{STC} \times P_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \quad \text{cfr. CEI 82-25 15.1}$$

$$= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \quad \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) > 0,85$$

$$= P_{SD}(t) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta)$$

$$E_{DC}(\Delta T) = \int P_{DC}(t) dt = \int I_M(t) S_M e_M \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times dt$$

$$= \int I_M(t) / I_{STC} (I_{STC} S_M e_M) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times dt$$

$$= P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) dt$$

$$= P_{STC} \times h_{PV}(\Delta T)$$

e introdotto il valor medio: $\eta_{PVm} = (\int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) dt) / (\int I_M(t) / I_{STC} dt)$

$$E_{DC}(\Delta T) = P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PVm}$$

$$= E_{SD}(\Delta T) \times \eta_{PVm}$$

Avendo Posto: $h_{PV}(\Delta T) = \int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times dt = h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PVm} = h_{SMAX}(\Delta T) \times K_e \times \eta_{PVm}$

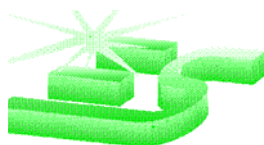
$h_{PV}(\Delta T) = E_{DC}(\Delta T) / P_{STC}$

Ore equivalenti di produzione del GENERATORE PV-DC alla potenza STC di picco con irraggiamento sul piano dei moduli nelle effettive condizioni di posa

Formula 4.3 della Guida CEI 82-25 inglobando K nel η_{PV}
Nella Guida h_{PV} prende il nome di E_a o Y_a Indice di Energia Producibile in DC

Le ore equivalenti del GENERATORE PV-DC sono inferiori alle ore equivalenti solari sul piano dei moduli per effetto delle perdite effettive di conversione $h_{PV}(\Delta T) < h_{SM}(\Delta T)$

In assenza di perdite nella conversione sarebbe (con e_M costante) $h_{PV}(\Delta T) = h_{SM}(\Delta T)$



Esempio: ad Oristano con Tilt 30° e Azimuth 0° risulta:

Secondo UNI: Az 0° e Tilt 30° $h_{s\ MAX} = 1835,5$ h/anno
Secondo ENEA: Az 0° e Tilt 30° $h_{s\ MAX} = 1752,8$ h/anno

Nelle condizioni: ad Oristano con Tilt 15° e Azimuth 45° risulta in un anno:

Secondo UNI: Az 45° e Tilt 15° $h_{sM} = 1747,4$ h/anno $\Rightarrow K_e\ UNI = 95,20\%$
Secondo ENEA: Az 45° e Tilt 15° $h_{sM} = 1658,8$ h/anno $\Rightarrow K_e\ ENEA = 94,63\%$

In tali Condizioni, se η_{PVm} è pari a 90% $h_{PV\ Anno}$ risulta:

Secondo UNI: $h_{PV\ Anno} = h_{sM\ Anno} \times \eta_{PVm} = 1747,4 \times 90\% = 1.572,66$ h/anno
Secondo ENEA: $h_{PV\ Anno} = h_{sM\ Anno} \times \eta_{PVm} = 1658,8 \times 90\% = 1.492,92$ h/anno

**Energia prodotta
in DC in un anno:**

da un modulo di 230 Wp, ad Oristano con Tilt 15° e Azimuth 45° e $\eta_{PVm} = 90\%$

$$E_{DC\ Anno\ OR} = P_{STC} \times h_{PV\ Anno} = P_{STC} \times h_{sM\ Anno} \times \eta_{PVm}$$

Secondo UNI: $= 230\ W \times 1.572,66\ h/anno = 361.711\ Wh/anno = 361,711\ kWh/anno$

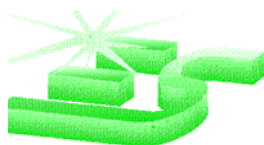
Se il modulo fosse stato senza perdite ovvero con $\eta_{PVm} = 1$ e quindi con e_M costante

Risultava:

$$E_{DC\ Anno\ OR} = P_{STC} \times h_{PV\ Anno} = P_{STC} \times h_{sM\ Anno} = E_{SD\ Anno\ OR}$$

e pertanto

Secondo UNI: $= 230\ W \times 1.747,4\ h/anno = 401.902\ Wh/anno = 401,902\ kWh/anno$



2.3 3° Sistema di trasformazione: La conversione DC/AC nel resto d'impianto - BOS

Potenza/Energia in DC
(Derivante dalle effettive condizioni di Posa dei Moduli)

$$P_{DC}(t) = P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) = P_{SD}(t) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta)$$

$$E_{DC} = \int P_{DC}(t) dt = P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times dt$$

$$= P_{STC} \times h_{PV}(\Delta T) = P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PVM}$$



3° Sistema di trasformazione
Resto d'impianto – BOS
Insieme dei cavi, in DC e AC, Inverter e trasformatori,
posti a monte del contatore di misura della produzione
 $\eta_{BOS}(t, \theta)$



Potenza/Energia in Corrente Alternata
Misurate al contatore di produzione

$$P_{ACP}(t) = P_{DC}(t) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \quad \text{cfr. CEI 82-25 15.2}$$

$$= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta)$$

$$= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \quad \eta_{BOS}(t, \theta) > 0.90$$

$$E_{ACP} = \int P_{ACP}(t) dt = P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times dt$$

$$= P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \times dt$$

$$= P_{STC} \times h_{eq}(\Delta T)$$

e introdotto il valor medio

$$\eta_{BOSm} = \left(\int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) dt \right) / \left(\int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) dt \right)$$

$$= P_{STC} \times h_{PV}(\Delta T) \times \eta_{BOSm}$$

$$= P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PVM} \times \eta_{BOSm}$$

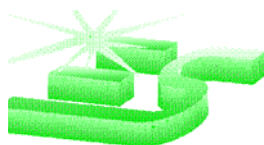
$$= P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{GPVm}$$

$$= P_{STC} \times h_{SMAX}(\Delta T) \times K_e \times \eta_{GPVm}$$

$$= P_{STC} \times h_{SMAX}(\Delta T) \times \eta_{Tm}$$

$$= E_{SDM}(\Delta T) \times \eta_{GPVm}$$

$$= E_{SDMAX}(\Delta T) \times \eta_{Tm}$$



Avendo posto:

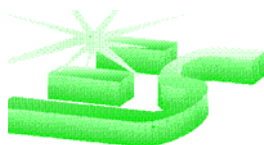
$$\begin{aligned}h_{eq}(\Delta T) &= \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times dt = E_{ACP}(\Delta T) / P_{STC} \\&= h_{PV}(\Delta T) \times \eta_{BOSm} \\&= h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PVM} \times \eta_{BOSm} \\&= h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{GPVm} \\&= h_{SMAX}(\Delta T) \times K_e \times \eta_{GPVm} \\&= h_{SMAX}(\Delta T) \times \eta_{Tm} \\&= h_{SMAX}(\Delta T) \times \eta_{PVM} \times \eta_{BOSm} \times K_e \\&= h_{SMAX}(\Delta T) \times \eta_{GPVm} \times K_e \\&= h_{SMAX}(\Delta T) \times \eta_{Tm} \\&= h_{eqMAX}(\Delta T) \times K_e\end{aligned}$$

Ore equivalenti di produzione dell'IMPIANTO PV-AC alla potenza STC di picco con irraggiamento sul piano dei moduli nelle effettive condizioni di posa

**Formule 4.4 e 4.5 della Guida CEI 82-25 inglobando K nel η_{PV} e utilizzando η_{BOS} al posto di η_{INV}
Per tenere conto delle perdite nei cavi oltre che nell'inverter
Nella Guida h_{eq} prende il nome di Ef o Yf Indice di Energia Producibile in AC**

E' stato anche posto:

$$\begin{aligned}\eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) &= \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \\ \eta_{GPVm} &= \eta_{PVM} \times \eta_{BOSm} && \text{Rendimento del Generatore Fotovoltaico} \\ &&& \text{istantaneo e medio (complesso dei Moduli, dei Cavi e} \\ &&& \text{degli Inverter)} \\ \eta_T(t, \varrho, \theta) &= \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \times K_e \\ \eta_{Tm} &= \eta_{GPVm} \times K_e && \text{Rendimento dell'Impianto Fotovoltaico} \\ &&& \text{istantaneo e medio (complesso dei Moduli nelle effettive} \\ &&& \text{condizioni di posa, dei Cavi e degli Inverter)} \\ h_{eq}(\Delta T) &= h_{eqMAX}(\Delta T) \times K_e && \text{Dove } h_{eqMAX}(\Delta T) \text{ sono le ore equivalenti in caso di} \\ &&& \text{esposizione ottimale, ovvero con } K_e = 1\end{aligned}$$



Esempio: ad Oristano con Tilt 30° e Azimuth 0° risulta:
Secondo UNI: Az 0° e Tilt 30° $h_{s\ MAX} = 1835,5$ h/anno
Secondo ENEA: Az 0° e Tilt 30° $h_{s\ MAX} = 1752,8$ h/anno

Nelle condizioni: ad Oristano con Tilt 15° e Azimuth 45° risulta:
Secondo UNI: Az 45° e Tilt 15° $h_{sM} = 1747,4$ h/anno $\Rightarrow K_e\ UNI = 95,20\%$
Secondo ENEA: Az 45° e Tilt 15° $h_{sM} = 1658,8$ h/anno $\Rightarrow K_e\ ENEA = 94,63\%$

In tali Condizioni, se η_{PVM} è pari a 90% $h_{PV\ Anno}$ risulta:

Secondo UNI: $h_{PV\ Anno} = h_{sM\ Anno} \times \eta_{PVM} = 1747,4 \times 90\% = 1.572,66$ h/anno
Secondo ENEA: $h_{PV\ Anno} = h_{sM\ Anno} \times \eta_{PVM} = 1658,8 \times 90\% = 1.492,92$ h/anno

Sempre in tali Condizioni, se η_{BOSm} è pari a 95% $h_{eq\ Anno}$ risulta:

Secondo UNI: $h_{eq\ Anno} = h_{PV\ Anno} \times \eta_{BOSm} = 1.572,66 \times 95\% = 1.494,03$ h/anno
Secondo ENEA: $h_{eq\ Anno} = h_{PV\ Anno} \times \eta_{BOSm} = 1.492,92 \times 95\% = 1.418,27$ h/anno

Energia prodotta in AC in un anno: da un modulo di 230 Wp, ad Oristano con Tilt 15° e Azimuth 45°
 $\eta_{PVM} = 90\%$ e $\eta_{BOSm} = 95\%$ e quindi con $\eta_{GPVm} = 85,5\%$

$$E_{AC\ Anno\ OR} = P_{STC} \times h_{eq\ Anno}$$

Secondo UNI: $= 230\ W \times 1494,03\ h/anno = 343,626\ kWh/anno$

Se il modulo fosse stato senza perdite ovvero con $\eta_{PVM} = 1$ e quindi con e_M costante,
e se fosse stato $\eta_{BOSm} = 100\%$ ovvero nel caso di generatore ideale con

$$\eta_{GPVm} = \eta_{PVM} \times \eta_{BOSm} = 100\%$$

Risultava: $h_{eq\ Anno} = h_{PV\ Anno} = h_{sM\ Anno}$ e pertanto

$$E_{AC\ Anno\ OR} = P_{STC} \times h_{sM\ Anno}$$

Secondo UNI: $= 230\ W \times 1.747,4\ h/anno = 401,902\ kWh/anno$
Secondo ENEA: $= 230\ W \times 1658,8\ h/anno = 381,524\ kWh/anno$

In definitiva per ogni KWp installato si ha la seguente catena di riduzioni, secondo UNI:

1. $h_{s\ MAX\ 0^\circ-30^\circ} = 1835,5$ h/anno $\Rightarrow K_e\ UNI = 95,20\% \Rightarrow h_{s\ M\ 45^\circ-15^\circ} = 1.747,40$ h/anno
2. $h_{s\ M\ 45^\circ-15^\circ} = 1747,4$ h/anno $\Rightarrow \eta_{PVM} = 90,00\% \Rightarrow h_{PV\ Anno} = 1.572,66$ h/anno
3. $h_{PV\ Anno} = 1.572,66$ h/anno $\Rightarrow \eta_{BOSm} = 95,00\% \Rightarrow h_{eq\ Anno} = 1.494,03$ h/anno

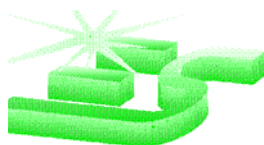
E quindi si hanno i seguenti rendimenti:

$$\eta_{GPVm} = h_{eq\ Anno} / h_{s\ M\ 45^\circ-15^\circ} = 1.494,03\ h/a / 1.747,40\ h/a = 85,50\% \quad \text{o anche, con riferimento all'energia}$$

$$\eta_{GPVm} = E_{AC\ Anno} / E_{AC\ Anno\ MAX\ 45^\circ-15^\circ} = 343,626\ kWh/a / 401,902\ kWh/a = 85,50\%$$

$$\eta_{Tm} = h_{eq\ Anno} / h_{s\ MAX\ 0^\circ-30^\circ} = 1.494,03 / 1.835,5 = 81,40\% \quad \text{o anche, con riferimento all'energia}$$

$$\eta_{Tm} = E_{AC\ Anno} / E_{AC\ Anno\ MAX\ 0^\circ-30^\circ} = 343,626\ kWh/a / 422,165\ kWh/a = 81,40\%$$

**2.4 4° Sistema di trasformazione: Dal Contatore di Produzione al Contatore di Scambio**

L'energia misurata al contatore di produzione gode degli incentivi su ciascun KWh prodotto; l'energia che transita dal Contatore di Produzione fino all'immissione nella rete pubblica viene valorizzata al prezzo di mercato o al prezzo di RID, oggi fissato in 0,0762 €/kWh.

Il valore economico delle perdite in tal caso è decisamente ridotto, e pertanto assume un significato marginale il rendimento della trasformazione energetica fra il Misuratore dell'energia Prodotta e il Misuratore dell'energia Immessa in rete.

**Potenza/Energia in Corrente Alternata
Misurate al contatore di produzione**


$$\begin{aligned} P_{ACP}(t) &= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \\ &= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{ACP} &= \int P_{ACP}(t) dt = P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times dt \\ &= P_{STC} \times h_{eq}(\Delta T) \\ &= P_{STC} \times h_{PV}(\Delta T) \times \eta_{BOSm} \\ &= P_{STC} \times h_{sM}(\Delta T) \times \eta_{PVM} \times \eta_{BOSm} \\ &= P_{STC} \times h_{sM}(\Delta T) \times \eta_{GPVm} \end{aligned}$$


4° Sistema di trasformazione
 Cavi e trasformatori in AC – BT ed MT
 posti a monte del contatore di scambio con la rete pubblica (BT o MT)
 $\eta_{AC}(t, \theta)$


$$P_{ACS}(t) = P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{AC}(t, \theta)$$

$$E_{ACS} = \int P_{ACS}(t) dt = P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times \eta_{AC}(t, \theta) \times dt$$

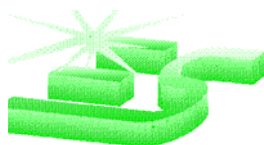
e introdotto il valor medio

$$\begin{aligned} \eta_{ACm} &= \frac{\int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times \eta_{AC}(t, \theta) dt}{\int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) dt} \\ &= P_{STC} \times h_{eq}(\Delta T) \times \eta_{ACm} \end{aligned}$$

**Potenza/Energia in Corrente Alternata
Misurate al contatore di scambio con la rete pubblica**

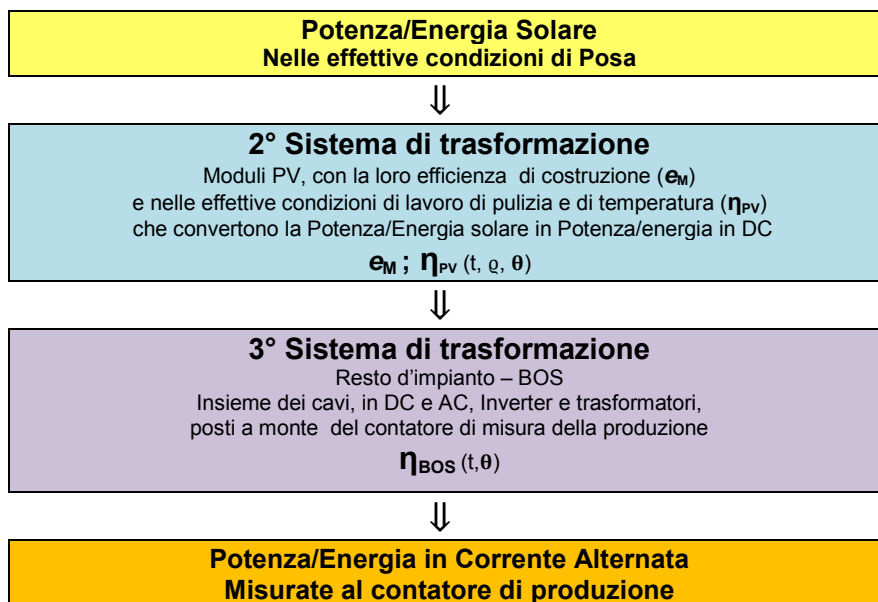
Esempio: Sempre ad Oristano nelle condizioni di cui sopra, se η_{ACm} è pari a 98% risulta:

Secondo UNI:	$h_{eq} \times \eta_{ACm}$	$= 1.494,03 \times 98\%$	$= 1.464,15$ h/anno
Secondo ENEA:	$h_{eq} \times \eta_{ACm}$	$= 1.418,27 \times 98\%$	$= 1.389,90$ h/anno

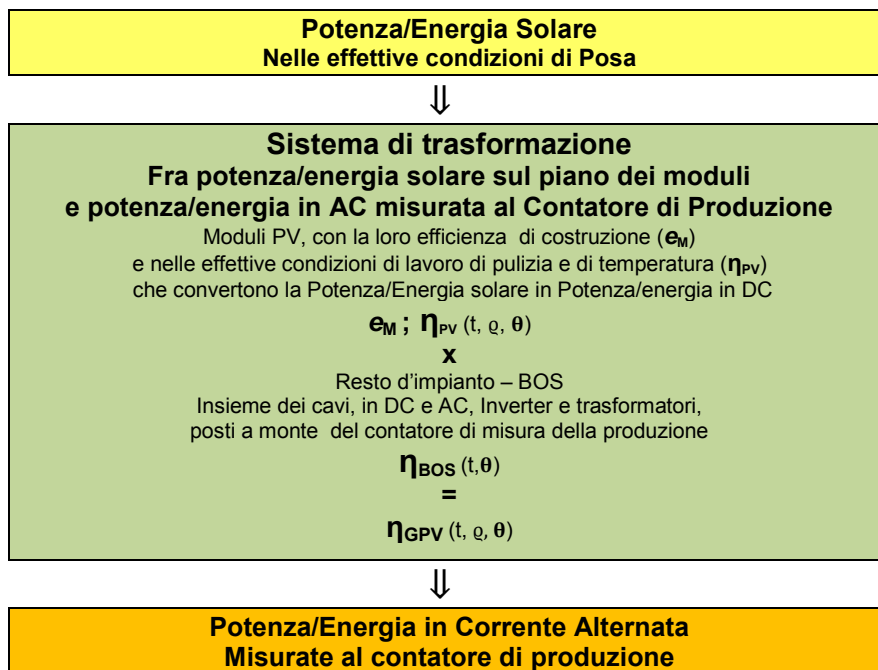


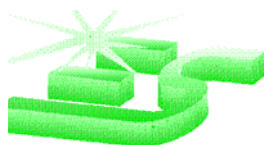
**3. LA PERFORMANCE RATIO SU BASE ANNUALE
DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Schematizzando il sistema PV in due soli sistemi di trasformazione dell'energia ovvero **partendo dalla Potenza/Energia solare sul piano dei moduli e valutando la Potenza/Energia sul misuratore della produzione**, si ha il seguente schema:



Che può ancora schematizzarsi nel seguente modo inglobando tutto in un solo sistema di trasformazione:





Con l'ausilio del precedente schema si possono definire i seguenti aspetti energetici su base, giornaliera, mensile e annuale, si avrà (per comodità di trattazione ci si riferisce alla sola base annuale):

- 1** **Energia solare disponibile sul piano dei moduli statistica/misurata**, su base giornaliera, mensile e annuale, **valutata con riferimento all'efficienza nominale dei moduli** (ovvero ridotta dell'efficienza di trasformazione del modulo $\approx 13\div 15\%$, ovvero rapportata alle condizioni STC,) espressa in **kWh/anno** o in **h_{solar} /anno**.

Sulla scorta dei dati statistici di radiazione solare disponibili in letteratura (UNI, ENEA, JRC) e sulla scorta di misurazioni effettuate con un solarimetro o piranometro, si ha per un anno solare.

- Energia Solare da dati statistici:	$E_{SD \text{ UNI anno}}$;	$h_{S \text{ UNI anno}}$
	$E_{SD \text{ ENEA anno}}$;	$h_{S \text{ ENEA anno}}$
	$E_{SD \text{ JRC anno}}$;	$h_{S \text{ JRC anno}}$
- Energia Solare Misurata:	$E_{SD \text{ Mis anno}}$;	$h_{S \text{ Mis anno}}$

- 2** **Energia producibile in AC dal sistema** su base giornaliera, mensile e annuale, sulla scorta dei dati di radiazione solare disponibili in letteratura (UNI, ENEA, JRC) e sulla base di un **Rendimento del Generatore PV prefissato (η_{GPV_m})**, valutata al contatore di produzione in AC, espressa in **kWh/anno** o in **$h_{\text{eq stimate}}$ /anno**.

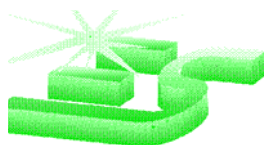
$E_{ACP \text{ UNI anno}}$	(η_{GPV_m}) ;	$h_{\text{eqst UNI anno}}$	(η_{GPV_m})
$E_{ACP \text{ ENEA anno}}$	(η_{GPV_m}) ;	$h_{\text{eqst ENEA anno}}$	(η_{GPV_m})
$E_{ACP \text{ JRC anno}}$	(η_{GPV_m}) ;	$h_{\text{eqst JRC anno}}$	(η_{GPV_m})

- 3** **Energia effettivamente prodotta in AC dal sistema**, su base giornaliera, mensile e annuale, **misurata nel Contatore di Produzione in AC**, espressa in **kWh/anno** o in **h_{eq} /anno**.

$$E_{ACP \text{ Mis anno}} ; h_{\text{eq anno}}$$

- 4** **Energia effettivamente prodotta in AC dal sistema**, su base giornaliera, mensile e annuale, **misurata nel Contatore di Scambio con la Rete Pubblica**.

$$E_{ACS \text{ Mis anno}}$$



Definiti univocamente i precedenti valori di energia nei diversi punti del sistema, si possono introdurre diversi **Indici di Prestazione Energetica (IPE o PR Performance Ratio)**.

PR_A **Rendimento Energetico Globale Atteso del sistema ($\eta_{GPV_m A}$)**, su base giornaliera, mensile annuale, valutato come rapporto fra:

- 2** Energia producibile in AC dal sistema, misurabile al contatore di Produzione e

1 Energia solare disponibile sul piano dei moduli da dati statistici, valutata con riferimento all'efficienza nominale dei moduli.

Tale valore di PR non è altro che il Rendimento Globale del Generatore FV, stimato/assunto in fase di progetto ovvero assicurato in un contratto di fornitura chiavi in mano.

PR_M **Rendimento Energetico Globale Misurato del sistema ($\eta_{GPV_{Mis}}$)**, su base giornaliera, mensile annuale, valutato come rapporto fra:

- 3** Energia prodotta in AC dal sistema, misurata al contatore di Produzione e

1 Energia solare riscontrata sul piano dei moduli, valutata con riferimento all'efficienza nominale dei moduli.

PR_D **Rendimento Energetico da Decreto 05/05/11 (4° Conto Energia)**

Nell'Allegato 1 del DM 05/05/11 è scritto:

“ in fase di avvio dell'impianto FV, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli)

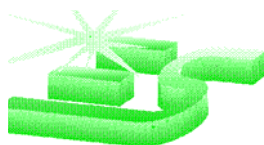
sia almeno superiore a 0,78 nel caso di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiori, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella Guida 82-25 aggiornata

Il numeratore sembra chiaro

Numeratore = **3** Energia/potenza prodotta in AC dal sistema (misurata al contatore di Produzione)

Per il denominatore si ha qualche difficoltà di interpretazione ma, considerato il riferimento alle CEI 82-25, viste le prescrizioni dei precedenti decreti e soprattutto visti i numeri prescritti,

dovrebbe essere la potenza/energia solare, convertita/espressa in AC, disponibile sul piano dei moduli, valutata con riferimento all'efficienza nominale dei moduli, considerando ai fini della valutazione del rendimento istante per istante, l'irraggiamento Misurato e la Temperatura Misurata.



In altre parole in termini energetici, per il periodo di osservazione in fase di avviamento e collaudo dell'impianto risulta:

$PR_D = PR_M$ **Rendimento Energetico Globale Misurato del sistema ($\eta_{GPV\ Mis}$)**, nel periodo di osservazione in fase di collaudo (ΔT), valutato come rapporto fra

3 **Energia prodotta in AC dal sistema, nel periodo di osservazione (ΔT)**, misurata al contatore di Produzione e

1 **Energia solare riscontrata sul piano dei moduli, nel periodo di osservazione (ΔT)**, valutata con riferimento all'efficienza nominale dei moduli.

Ma soprattutto tale prescrizione sulla prestazione è riferita al rispetto delle due prescrizioni di cui al punto 15.2 delle CEI 82-25 che dispongono la **contemporanea** verifica di:

15.1 $P_{DC\ Mis}(t) > 0,85 P_N \times I_{M\ Mis}(t)/I_{STC} = 0,85 P_{SD\ Mis}(t)$

15.2 $P_{AC\ Mis}(t) > 0,90 P_{DC\ Mis}(t)$ ovvero $P_{AC\ Mis}(t) > 0,765 P_N \times I_{M\ Mis}(t)/I_{STC} = 0,765 P_{SD\ Mis}(t)$

La verifica si effettua con $I_{M\ Mis}(t) > 600\ W/mq$ e, qualora la temperatura sulla faccia posteriore dei moduli **superi il valore di 40°**, con una correzione della prima formula che diventa:

15.3 $P_{DC\ Mis}(t) > (1 - P_{\theta\ pv} - 0,08) \times P_N \times I_{M}(t)/I_{STC}$

Ovvero si ammette che $P_{\theta\ pv}$ possa essere $> 7\%$

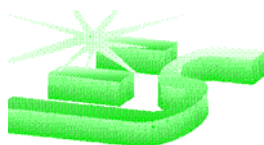
Le perdite termiche $P_{\theta\ pv}$ possono determinarsi con le seguenti formule (espresse in termini relativi):

15.4 $P_{\theta\ pv} = (\theta_{cel} - 25) \times \gamma$ essendo γ il coefficiente di temperatura di potenza delle celle espresso in termini relativi (-0,40 ÷ -0,48 %/°C)

15.5 $P_{\theta\ pv} = [(\theta_{amb} - 25) + (NOCT - 20) \times I_{M\ Mis}(t)/800] \times \gamma$ essendo il NOCT la temperatura di equilibrio termico dei moduli calcolata con $I = 800\ W/mq$ e $\theta_{amb} = 20^\circ C$ (40 ÷ 50 °C)

La disposizione si traduce nel prescrivere che il rendimento istantaneo del Generatore PV risulti superiore ai valori di 0,78 e 0,80 specificati dal Decreto

ovvero con: $\eta_{GPV\ Mis}(t, \theta) = \eta_{PV}(t, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) = P_{AC\ Mis}(t) / P_{SD\ Mis}(t) > 78\% \text{ o } 80\%$



PR_A Rendimento Energetico Globale Atteso del sistema (η_{GPV A})

Con riferimento alla definizione di PR_A risulta, per un impianto composto da N_M Moduli:

$$PR_{AUNI} \% = \frac{E_{ACPU \text{ anno}} (\eta_{GPV} (t, \varrho, \theta))}{E_{SD \text{ UNI anno}}} \times 100 = \frac{N_M P_{STC} \int I_M (t) / I_{STC} \times \eta_{PV} (t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS} (t, \theta) \times dt}{N_M S_M e_M \times I_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} dt} \times 100$$

$$PR_{AUNI} \% = \frac{\int I_M (t) / I_{STC} \times \eta_{PV} (t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS} (t, \theta) \times dt}{\int I_M(t) / I_{STC} dt} \times 100$$

$$= \frac{N_M P_{STC} h_{eqA \text{ UNI anno}}}{N_M P_{STC} h_{SM \text{ UNI anno}}} \times 100 = \frac{h_{eqA \text{ UNI anno}}}{h_{SM \text{ UNI anno}}} \times 100$$

PR_{A UNI} % = η_{GPV A} % = (h_{eqA UNI anno} / h_{SM UNI anno}) x 100

Analogamente si può definire con riferimento ai dati **ENEA** e **JRC**

Questo Rendimento può essere specificato fra i requisiti di contratto e verificato a consuntivo (**PR_M**)

Per effetto del decadimento delle prestazioni dei moduli (K_{dJ}) il PR atteso decade di anno in anno proporzionalmente al decadimento dei moduli, risultando:

$$PR_{A J^\circ \text{ Anno}} = PR_{A 1^\circ \text{ Anno}} \times K_{dJ}$$

PR_M Rendimento Energetico Globale Misurato del sistema (η_{GPV M M}),

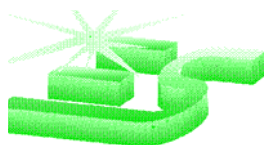
Con riferimento alla definizione di PR_M risulta, per un impianto composto da N_M Moduli:

$$PR_M \% = \frac{E_{ACP \text{ Mis anno}}}{E_{SDM \text{ Mis anno}}} \times 100 = \frac{E_{ACP \text{ Mis anno}}}{N_M S_M e_M \times R_s \text{ Mis anno}} \times 100 = \frac{N_M P_{STC} h_{eq \text{ anno}}}{N_M S_M e_M I_{STC} h_{SM \text{ Mis anno}}} \times 100$$

PR_M % = η_{GPV M M} % = (h_{eq Mis anno} / h_{SM Mis anno}) x 100

Nel J° anno occorrerà fare la correzione sul valore misurato:

$$PR_{J^\circ \text{ Anno}} = PR_{M J^\circ \text{ Anno}} / K_{dJ}$$

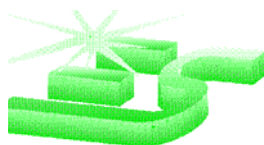


PR_D = PR_M Rendimento Energetico da Decreto 05/05/11 (4° Conto Energia)

$$\begin{aligned} PR_D \% &= \frac{E_{ACP\ Mis}(\Delta T)}{E_{SD\ Mis}(\Delta T)} \times 100 = \frac{E_{ACP}(\Delta T)}{N_M P_{STC} h_{SM\ Mis}(\Delta T)} \times 100 = \frac{N_M P_{STC} h_{eq\ Mis}(\Delta T)}{N_M P_{STC} h_{SM\ Mis}(\Delta T)} \times 100 \\ &= \frac{h_{eq\ Mis}(\Delta T)}{h_{SM\ Mis}(\Delta T)} \times 100 = \frac{h_{eq\ Mis}(\Delta T)}{\sum_{\Delta T} h_{SM\ i}} \times 100 > 80\% \quad \text{per inverter} > 20\text{ KW} \end{aligned}$$

E con riferimento alle potenze:

$$PR_D(t)\% = \eta_{GPV\ M}(t)\% = P_{AC\ Mis}(t) / P_{SD\ Mis}(t) \times 100 > 80\% \quad \text{per inverter} > 20\text{ kW}$$

**Esempio : Impianto Multi Sezione in Cagliari**

In un impianto realizzato a Cagliari con due sezioni su shed, è stato posto in sede di progetto:

SEZIONE 1			SEZIONE 2		
P_{N1} = 277,61 kWp			P_{N2} = 603,06 kWp		
Az. 28°S-E –Tilt 9°			Az. 28°S-E –Tilt 10°/21°		
	ENEA	UNI	ENEA	UNI	
h_{sMAX}	= 1781,20	÷ 1805,50	1781,20	÷ 1805,50	
K_e	= 93,76%	÷ 94,61%	95,78%	÷ 96,46%	
h_{sM}	= 1670,00	÷ 1708,30	1706,01	÷ 1741,71	
PR_A	= 81,95%	÷ 81,95%	81,95%	÷ 81,95%	
h_{eq}	= 1368,60	÷ 1400,00	1398,08	÷ 1427,33	

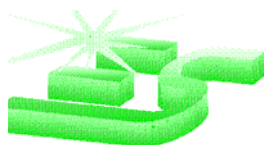
Le previsioni di progetto sono confortate (con scostamenti positivi) dai dati di produzione e dai rilevamenti del sistema di monitoraggio, per i quali risulta (per i mesi di produzione dalla data di entrata in esercizio):

SEZIONE 1 - P_N = 277,61 kWp – Az. 28°S-E Tilt 9°						
Mese	Produzione attesa E _{ACA} (kWh/mese)	Produzione misurata E _{ACP Mis} (kWh/mese)	Scostamento (E _{ACP} -E _{ACA}) /E _{ACA}	Ore equivalenti produzione h _{eq mese} = E _{ACP Mis} /P _N	Ore equivalenti solari (misurate) h _{sM} = ∑ h _{sg}	Performace Ratio (misurata) PR _M = h _{eq} / h _{sM}
Maggio	44.407,50	48.940,00	10,21%	176,29	210,72	83,66%
Giugno	47.254,00	52.852,00	11,85%	190,38	228,56	83,30%
Luglio	48.393,00	53.720,00	11,01%	193,51	224,65	86,14%
Agosto	43.553,50	51.571,00	18,41%	185,77	217,19	85,53%
Settembre	34.729,00	39.526,00	13,81%	142,38	168,22	84,64%
TOTALE	218.377,00	246.609,00	12,93%	888,33	1.049,25	84,66%

SEZIONE 2 - P_N = 603,06 kWp – Az. 28°S-E Tilt 10°/21°						
Mese	Produzione attesa E _{ACA} (kWh/mese)	Produzione misurata E _{ACP Mis} (kWh/mese)	Scostamento (E _{ACP} -E _{ACA}) /E _{ACA}	Ore equivalenti produzione h _{eq mese} = E _{ACP Mis} /P _N	Ore equivalenti solari (misurate) h _{sM} = ∑ h _{sg}	Performace Ratio (misurata) PR _M = h _{eq} / h _{sM}
Maggio	98.349,50	105.040,00	6,80%	174,18	210,72	82,66%
Giugno	104.614,00	114.362,00	9,32%	189,64	228,56	82,97%
Luglio	107.120,00	114.864,00	7,23%	190,47	224,65	84,78%
Agosto	96.470,50	104.784,00	8,62%	173,75*	217,19	80,00%*
Settembre	76.988,00	84.150,00	9,30%	139,54	168,22	82,95%
TOTALE	483.542,00	523.200,00	8,20%	867,58	1.049,25	82,68%

Note di commento in merito ai valori misurati:

1. Le ore equivalenti solari sono misurate dal solarimetro posto sulla faccia superiore dei moduli della sezione 1, che hanno un angolo di Tilt di 9°; i tabulati di rilevamento dell'irraggiamento solare (rilevamenti ogni 15 minuti di I(t) W/mq) e il calcolo delle ore equivalenti solari (∑ I_{15min} x 0,25h) sono riportati nei tabulati relativi a ciascun mese.
2. Non si è proceduto alla lieve correzione delle ore equivalenti solari per gli shed della sezione 2, in quanto caratterizzati da differenti angoli di Tilt: 10°, 14°, e 21°; i valori della PR per la sezione 2 sono pertanto leggermente approssimati per difetto.
3. La sezione 1 risulta leggermente più performante per assenza degli ombreggiamenti sistematici; la maggiore inclinazione degli shed della sezione 2 dovrebbe però comportare un certo miglioramento della produzione nella stagione invernale.
4. Il dato di Agosto della sezione 2, risulta inferiore alle aspettative per via dell'intervento dei fusibili su un certo numero di stringhe (probabilmente conseguenti a sovratensioni di origine atmosferica) nonché per il guasto di un inverter.



4. RIEPILOGO GENERALE SU BASE ANNUALE DEGLI ELEMENTI CARATTERISTICI DELLA "RESA" DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1 Relazioni e definizioni

In relazione alle definizioni precedenti la produzione annuale in AC di un impianto FV, **misurata al Contatore di produzione**, valutata per l'anno J° e pertanto riferita alla *potenza nominale effettiva* ($P_{NeJ} = P_N \times K_{dJ}$), può così rappresentarsi:

$$\begin{aligned}
 E_{ACP J^\circ anno} &= \int_{365g} P_{ACP}(t) \times dt &= (P_N \times K_{dj}) \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times dt \\
 & &= (P_N \times K_{dj}) \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \times dt \\
 (4.1) & &= (P_N \times K_{dj}) \times h_{eq J^\circ anno} \\
 & &= P_{NeJ} \times h_{eq J^\circ anno}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= (P_N \times K_{dj}) \times (h_{eqmax J^\circ anno} \times K_e) \\
 &= (P_N \times K_{dj}) \times (h_{SM max J^\circ anno} \times \eta_{GPV m} \times K_e) \\
 &= (P_N \times K_{dj}) \times (h_{SM max J^\circ anno} \times \eta_{T m}) \\
 (4.2) &= (P_N \times K_{dj}) \times (h_{SM J^\circ anno} \times \eta_{GPV m})
 \end{aligned}$$

la produttività annuale (*resa* – kWh/anno/kWp), in termini di ore equivalenti (h_{eq}) di funzionamento alla potenza nominale, risulta:

$$\begin{aligned}
 h_{eq J^\circ anno} \text{ (kWh/anno/kWp)} &= h_{e max J^\circ anno} \times K_e = h_{SM J^\circ anno} \times \eta_{GPV m} \\
 &= h_{sM Max J^\circ anno} \times \eta_{GPV m} \times K_e = h_{sM Max J^\circ anno} \times \eta_{Tm} \quad \text{con: } \eta_{Tm} = \eta_{GPV m} \times K_e
 \end{aligned}$$

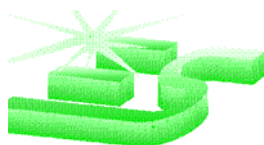
$$h_{eq J^\circ anno} \text{ (kWh/anno/kWp)} = \frac{E_{ACP J^\circ anno}}{P_{NeJ}} = \frac{E_{ACP J^\circ anno}}{P_N \times K_{dJ}} = \frac{E_{ACP J^\circ anno Max} \times K_e}{P_N \times K_{dJ}}$$

con i seguenti significati dei simboli:

P_N (kWp) = $\sum N_M P_{STC}$ = **Potenza nominale d'impianto**, pari alla somma delle potenze nominali (di picco) di tutti i moduli installati (dichiarata dal costruttore e ottenuta in condizioni di prova standard STC)

P_{NeJ} (kW) = $P_N \times K_{dJ}$ = Potenza nominale **effettiva annuale** d'impianto, ridotta per effetto del decadimento delle prestazioni, in condizioni STC, dei moduli negli anni (0,7%÷0,8% / anno)

K_{dJ} = **Fattore di decadimento** della potenza erogabile dal pannello in condizioni STC, per effetto dell'invecchiamento (il costruttore garantisce normalmente per un decadimento massimo del 20% al 25 anno di vita)



$E_{ACP J^{\circ} \text{ anno}}$ (kWh/anno) = Energia prodotta nel J° anno dall'impianto fotovoltaico, misurabile o misurata al contatore di produzione.

$E_{ACP J^{\circ} \text{ anno max}}$ (kWh/anno) = Energia teorica in AC che potrebbe produrre nel J° anno, il medesimo generatore fotovoltaico, se avesse i moduli installati in **condizioni di esposizione ottimale** (in Sardegna: Tilt 30° Az 0°)

$h_{eq J^{\circ} \text{ anno}}$ (h/anno) = **ore equivalenti nel J° anno: resa stimata o misurata della produzione (kWh/anno / kWp)**, espressa in numero di ore equivalenti di funzionamento dell'impianto alla potenza nominale effettiva annuale.
Nel J° anno le ore equivalenti riferite alla Potenza Nominale installata sono inferiori per effetto del decadimento dei moduli e per l'invecchiamento complessivo del sistema.

$h_{eqmax J^{\circ} \text{ anno}}$ = $h_{eq J^{\circ} \text{ anno}} / K_e$
= ore equivalenti stimate e teoricamente riscontrabili, se il medesimo impianto fosse installato in condizioni ottimali di esposizione.

K_e = $h_{SM} / h_{SMmax} = h_{eq} / h_{eqMax}$
= **fattore di esposizione** = $\frac{\text{resa energetica nelle } \textit{effettive} \text{ condizioni di posa}}{\text{resa energetica nelle } \textit{ottimali} \text{ condizioni di posa}}$

Il fattore di esposizione è per definizione costante nel tempo

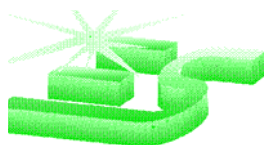
$h_{SM J^{\circ} \text{ anno}}$ (h/anno) = **ore equivalenti solari sul piano dei moduli: resa teorica della produzione nel J° anno (kWh/anno / kWp)**, espressa in numero di ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale effettiva con **rendimento del generatore fotovoltaico pari al 100%**, ovvero per impianto senza perdite interne.
 $h_{SM J^{\circ} \text{ anno}}$ può essere stimata in fase di progetto o misurata in fase di esercizio ($h_{SM J^{\circ} \text{ anno}} = \sum_{365} h_{Sg} = \sum_{365} \sum_g h_{Si}$) per la valutazione a consuntivo del rendimento effettivo (*Performance Ratio*):

$$\eta_{GPV_m} = PR_M$$

Se misurata rappresenta l'Energia specifica (kWh/anno / KW_{STC}) teoricamente producibile dall'impianto (in assenza di perdite interne) nelle effettive condizioni di posa: costituisce l'energia solare specifica disponibile all'ingresso del sistema complessivo di trasformazione fra energia solare ed energia elettrica in AC.

$h_{SM max J^{\circ} \text{ anno}}$ (h/anno) = $h_{SM J^{\circ} \text{ anno}} / K_e$
= **ore equivalenti solari teoricamente disponibili nel sito di installazione e** riscontrabili sul piano dei moduli in condizioni di esposizione ottimale (30° Sud)

$\eta_{GPV_m} = PR$ = $h_{eq J^{\circ} \text{ anno}} / h_{SM J^{\circ} \text{ anno}}$
= **rendimento medio del generatore fotovoltaico o Performance Ratio**, stimabile in fase di progetto (PR_A) o misurabile a consuntivo (PR_M); rapporto fra l'energia erogabile/effettivamente erogata in AC dall'impianto e l'energia Solare Disponibile sulla superficie dei moduli ($E_{SD J^{\circ} \text{ anno}}$) nelle effettive condizioni di Posa, tenuto conto dell'efficienza dei moduli.



$$\eta_{Tm} = h_{eq} J^{\circ} \text{anno} / h_{SM \max} J^{\circ} \text{anno} = (h_{eq} J^{\circ} \text{anno} / h_{SM} J^{\circ} \text{anno}) \times K_e = \eta_{GPV m} \times K_e$$

= **rendimento medio totale dell'impianto fotovoltaico, nelle effettive condizioni di installazione ed esposizione;**

Da stimare e considerare in fase di progetto, per la valutazione della riduzione di efficienza derivante dalla disposizione effettiva dei moduli rispetto alla esposizione ottimale nel particolare sito di installazione.

E' pari al rapporto fra l'energia erogabile/effettivamente erogata in AC dall'impianto e l'Energia Solare teoricamente disponibile sulla superficie dei moduli ($E_{SD \max} J^{\circ} \text{anno}$) nelle ottimali condizioni di posa caratteristiche del sito di installazione.

4.2 Considerazioni sulle ore effettive di funzionamento

Un impianto Fotovoltaico lavora sempre durante le ore diurne, ovvero in un anno risulta in funzione per circa $365 \times 24 / 2 = 8760 / 2 = 4.380$ ore/anno.

Dall'analisi dei dati di monitoraggio relativi al funzionamento di un inverter, si può osservare che **le ore di lavoro effettivo con potenza erogata superiore al 10% della potenza di campo sono inferiori al 70% delle ore complessive di lavoro.**

Ovvero di tutte le ore di funzionamento sono significative circa 70% x 4380 h/anno = 3.666 h/anno.

Si possono pertanto introdurre le ore significative di lavoro effettivo h_{le} come quelle ore in cui la potenza erogata è superiore al 10% della potenza nominale, per cui risulta:

$$E_{ACP} = P_{Ne} \times h_{SM} \times \eta_{GPV m} = P_{Ne} \times h_{eq} = P_{me} \times h_{le}$$

Avendo introdotto concetto di **Potenza media equivalente erogata** P_{me} per la quale risulta, per l'anno generico:

$$h_{eq} / h_{le} = (h_{SM} \times \eta_{GPV m}) / h_{le} = P_{me} / P_{Ne} \quad \text{con valori generalmente compresi fra } 35\% \div 45\%$$

Si possono altresì fissare in **3000 h/anno** le ore **convenzionali di lavoro effettivo** h_{lec} , per cui risulta:

$$E_{ACP} = P_{Ne} \times h_{SM} \times \eta_{GPV m} = P_{Ne} \times h_{eq} = P_{mec} \times h_{lec} = P_{mec} \times 3000 \quad \text{ovvero}$$

$$h_{eq} / 3000 = (h_{SM} \times \eta_{GPV m}) / 3000 = P_{mec} / P_{Ne} \quad \text{con valori generalmente compresi fra } 42\% \div 52\%$$

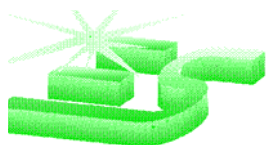
Ai fini della valutazione delle perdite di potenza/energia nel sistema di conversione, risulta per un anno generico:

$$E_{ACP} = P_{Ne} \times h_{SM} \times \eta_{GPV m} = E_{SD} - E_{pT} \quad \text{essendo}$$

$$E_{pT} = \int_{365g} P_p(t) \times dt = (1 - \eta_{GPV m}) \times E_{SD} = (1 - \eta_{GPV m}) \times P_{Ne} \times h_{SM}$$

$$= (1 - \eta_{GPV m}) \times P_{me} / \eta_{GPV m} \times h_{le}$$

l'energia perduta nel processo di conversione in un anno.

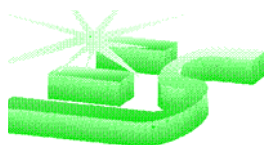


ESSEI
SERVIZI

SOCIETÀ D'INGEGNERIA

ESSEI SERVIZI S.R.L. – SOCIETÀ D'INGEGNERIA – S.S. 131 KM 100,2 - 09070 SIAMAGGIORE (OR) – TEL. 0783.329087 - 329389 – FAX 329078
INGEGNERIA E ARCHITETTURA - URBANISTICA E PIANIFICAZIONE TERRITORIALE - ENERGIE ALTERNATIVE E SVILUPPO SOSTENIBILE

INDIRIZZO INTERNET WWW.ESSEI.IT - E-MAIL ESSEI@ESSEI.IT
P.IVA 00675720957 – CCIAA n.112518 TRIB.OR REG.SOC. N.5409 VOL.5378



PARTE SECONDA

GLI ELEMENTI DELLE TRASFORMAZIONI

5. ANALISI DEGLI ELEMENTI CONCORRENTI ALLA CARATTERIZZAZIONE DEL RENDIMENTO E DELLA RESA GLOBALE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

5.0. Generalità.

5.1 Individuazione delle perdite nei sottosistemi elementari

6. LA PERDITA DI EFFICIENZA DERIVANTE DALL'ESPOSIZIONE

6.1 L'esposizione

6.2 La situazione al contorno

7. LA PERDITA DI EFFICIENZA NELLA CONVERSIONE FOTOVOLTAICA

7.1 Stato di pulizia della superficie dei moduli e fenomeni di riflessione

7.2 Perdite termiche nei moduli

7.3 Perdite complementari nei moduli

7.4 Perdite complessive nella conversione sui moduli

8. LA PERDITA DI EFFICIENZA NEL RESTO D'IMPIANTO - BOS

8.1 Le perdite nei cavi sul lato corrente continua

8.1.1 Perdite nei cavi di stringa

8.1.2 Perdite nei cavi di parallelo

8.1.3 Il calcolo delle perdite per le ore effettive di funzionamento (h_{ie})

8.2 Le perdite negli inverter

8.3 Le perdite nei cavi sul lato corrente alternata

8.4 Altre perdite

8.4.1 Perdite nei diodi di blocco

8.4.2 Altre perdite negli apparati elettrici

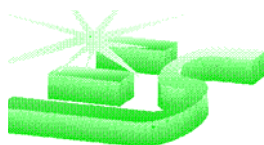
9. QUADRO DI RIEPILOGO FATTORI DI RIDUZIONE E RENDIMENTI

10. CONCLUSIONI

10.1 Considerazioni finali sugli elementi determinanti ai fini del rendimento e della resa di un impianto

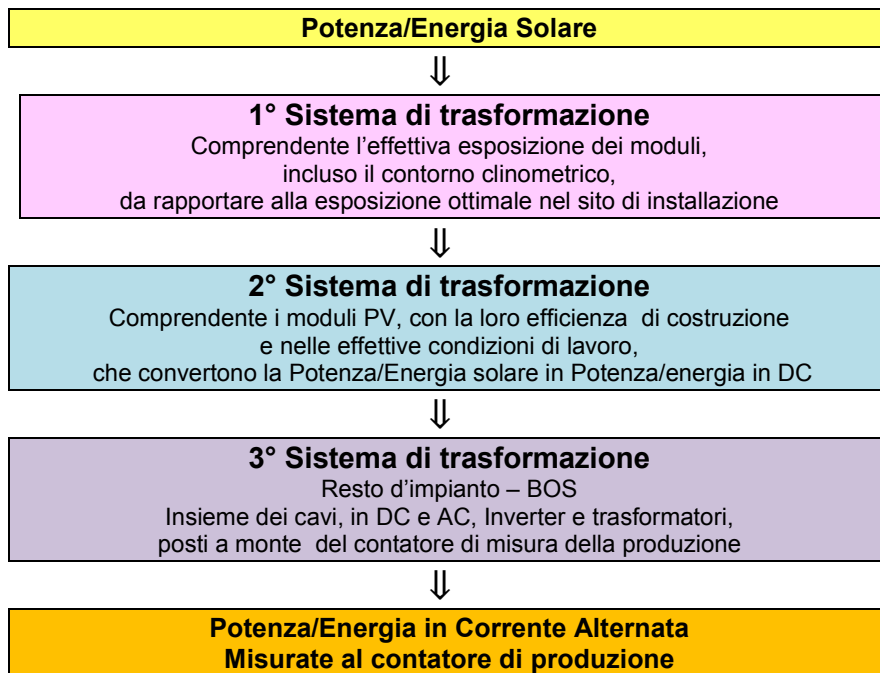
10.2 Valori usuali dei rendimenti in relazione alle macrotipologie

10.3 Considerazioni finali



5.1 Individuazione delle perdite nei sottosistemi elementari

Riprendendo lo schema d'impianto ripartito in **tre distinti sistemi di trasformazione/conversione** delle potenze/energie in essi transitanti:



Si possono analizzare e valutare le perdite di efficienza all'interno di ciascun sottosistema di trasformazione/conversione:

1° Sistema: perdite di efficienza derivanti dall'effettiva esposizione dei moduli rispetto alle condizioni ottimali di esposizione nel sito di installazione; in questa trasformazione si dovranno considerare:

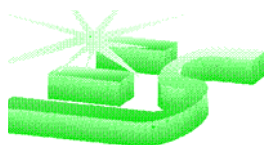
- 1.1 Effetti derivanti dall'esposizione (Azimuth e Tilt)**
- 1.2 Effetti derivanti dal contorno clinometrico (su grande scala e piccola scala)**

2° Sistema: perdite di efficienza nella conversione nei moduli fotovoltaici, fra energia solare disponibile sulla superficie dei moduli ed energia in corrente continua resa ai morsetti dei moduli; si dovranno considerare:

- 2.1 Stato di pulizia della superficie dei moduli e fenomeni di riflessione**
- 2.2 Perdite termiche**
- 2.3 Perdite complementari**

3° Sistema: perdite di efficienza nella conversione DC/AC nel Resto d'Impianto (BOS) fino al contatore di misura della produzione; in questo sistema si dovranno considerare le perdite distribuite e concentrate:

- 3.1 Perdite per effetto joule nei cavi in DC (di stringa e parallelo)**
- 3.2 Perdite per effetto joule nei diodi di blocco (eventuali) e nelle cassette di connessione**
- 3.3 Perdite nella conversione interne all'inverter**
- 3.4 Perdite per effetto joule di eventuali trasformazioni AC/AC**
- 3.5 Perdite per effetto joule nei cavi in AC e negli apparati di collegamento**



6. LA PERDITA DI EFFICIENZA DERIVANTE DALL'ESPOSIZIONE

6.1 L'esposizione

E' stato introdotto il **fattore di esposizione** con riferimento alle condizioni ottimali di esposizione (Tilt e Azimuth) nel sito di installazione:

$$\begin{aligned} K_e &= h_{sM} / h_{sMax} = h_{eq} / h_{eqMax} && \text{che concettualmente si traduce in:} \\ &= \text{fattore di esposizione} = \frac{\text{resa energetica nelle } \textit{effettive} \text{ condizioni di posa}}{\text{resa energetica nelle } \textit{ottimali} \text{ condizioni di posa}} \end{aligned}$$

Il fattore di esposizione è per definizione costante nel tempo.

Data l'importanza di tale fattore **conviene sempre evidenziarlo nelle tabelle associate** alle valutazioni economiche.

Si può introdurre anche un **fattore di esposizione convenzionale** con riferimento alle rese medie convenzionali per una data regione; **Es: in Sardegna 1350 ÷ 1450 h/anno**

$$K_{ec} = \frac{\text{numero di ore equivalenti nelle } \textit{effettive} \text{ condizioni di posa}}{\text{numero di ore equivalenti } \textit{medie convenzionali} \text{ (es.: 1350 ÷ 1450)}}$$

6.2 La situazione al contorno

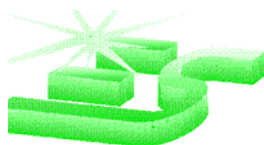
Il fattore di esposizione K_e dipende, oltreché dall'esposizione effettiva (Azimuth e Tilt) anche dalle **condizioni al contorno, su grande scala** (contorno clinometrico: presenza di rilievi importanti che riducono l'esposizione solare del particolare sito di installazione) **che su piccola scala** (presenza di sovrastrutture che provocano ombreggiamenti sistematici).

Questo fattore $K_{cl} < 1$ riduce il fattore di Esposizione Teorico massimo K_{eT} e può essere così introdotto:

$$K_{cl} = \frac{\text{Radiazione solare } \textit{efficace} \text{ per la conversione fotovoltaica (kWh/mq)}}{\text{Radiazione solare teoricamente } \textit{disponibile} \text{ per la conversione fotovoltaica (kWh/mq)}}$$

Risulta: $K_e = K_{eT} \times K_{cl}$

Non esistono particolari regole per la stima di tale coefficiente di riduzione del fattore di esposizione e deve essere valutato/stimato volta per volta con le considerazioni del caso specifico.

**7. LA PERDITA DI EFFICIENZA NELLA CONVERSIONE FOTOVOLTAICA**

In uscita dalla conversione fotovoltaica all'interno dei moduli (secondo sistema di trasformazione) si avrà:

$$\begin{aligned}
 P_{DC}(t) &= I_M(t) S_M e_M \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \\
 &= I_M(t) / I_{STC} \times (I_{STC} S_M e_M) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \\
 &= I_M(t) / I_{STC} \times P_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) && \text{cfr. CEI 82-25 15.1} \\
 &= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) && \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) > 0,85 \\
 &= P_{SD}(t) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 E_{DC}(\Delta T) = \int P_{DC}(t) dt &= \int I_M(t) S_M e_M \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times dt \\
 &= \int I_M(t) / I_{STC} (I_{STC} S_M e_M) \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times dt \\
 &= P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) dt \\
 &= P_{STC} \times h_{PV}(\Delta T)
 \end{aligned}$$

e introdotto il valor medio: $\eta_{PVM} = (\int I_M(t) / I_{STC} \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) dt) / (\int I_M(t) / I_{STC} dt)$

$$\begin{aligned}
 E_{DC}(\Delta T) &= P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PVM} \\
 &= E_{SD}(\Delta T) \times \eta_{PVM}
 \end{aligned}$$

Gli aspetti da considerare per massimizzare la resa energetica h_{PV} , ovvero il rendimento di conversione η_{PVM} , sono:

- 7.1 Stato di pulizia della superficie dei moduli e fenomeni di riflessione
- 7.2 Perdite termiche nei moduli
- 7.3 Perdite complementari

7.1 Stato di pulizia della superficie dei moduli e fenomeni di riflessione

Le condizioni generali in cui si trova la superficie dei moduli può ridurre il valore della radiazione effettivamente disponibile per la generazione dell'effetto fotovoltaico.

La formula 4.3 della Guida CEI 82-25 accenna a tale aspetto introducendo un fattore $K^* < 1$ tale da ridurre il rendimento di trasformazione

$$(4.3) \quad E_{DC}(\Delta T) / P_{STC} = h_{PV}(\Delta T) = h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{PV} \times K^*$$

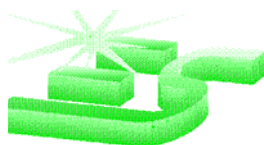
* Ad avviso di chi scrive non è necessario differenziare tale valore rispetto al rendimento di conversione, ma è sufficiente considerarlo all'interno di questo.

Soprattutto lo stato di pulizia dei moduli può incidere in maniera rilevante nell'efficienza di conversione.

Valori tipici di questo fattore possono essere compresi (norme CEI 82-25) fra:

$$K^* = 90\% \div 98\%.$$

In condizioni normali si ritiene di dover considerare tale aspetto non superiore al valore del 2%.



7.2 Perdite termiche nei moduli

Il fenomeno della conversione fotovoltaica dipende in maniera apprezzabile dalla temperatura dei moduli.

La norma CEI 82-25 al punto 15.2 e l'Allegato 1 al D. 19/02/07, forniscono le seguenti formule per la valutazione delle perdite termiche (Nota: in tali doc. di riferimento le formule sono date in termini relativi):

$$15.4 \quad P_{e\text{pv}} (W) = (\theta_{\text{cel}} - 25) \times \gamma\%/100 \times P_N (W)$$

$$15.5 \quad P_{e\text{pv}} (W) = [(\theta_{\text{amb}} - 25) + (\text{NOCT} - 20) \times I_{M\text{Mis}} (t)/800] \times \gamma\%/100 \times P_N (W)$$

dove:

- θ_{cel} (°C) = Temperatura celle
- θ_{amb} (°C) = Temperatura ambiente
- STC = condizioni di prova standard con irraggiamento di 1000 W/mq e $\theta_{\text{cel}} = 25$ °C
- NOCT = Temperatura di equilibrio termico delle celle in date condizioni ambientali: irraggiamento di 800 W/mq e $T_{\text{amb}} = 20$ °C (NOCT: 40 ÷ 50 °C)
- γ (%) = Coefficiente di temperatura di potenza del modulo (- 0,40% ÷ -0,50% /°C)
- P_N (W) = Potenza nominale del modulo/impianto

Esempio di calcolo:

Modulo Mitsubishi PV-TD185MF5:

- P_N 185 (W)
- γ -0,478 (%)
- NOCT 47,5 °C

Situazione ambientale possibile:

- $I_{M\text{Mis}}$ 925 W/mq
- θ_{cel} 60 °C
- θ_{amb} 30 °C

1. risulta dalla prima formula:

$$P_{e\text{pv}} (W) = (60 - 25) \times 0,478/100 \times 185 \text{ W} = 30,95 \text{ W} \quad \text{pari al } 16,73\%$$

2. risulta dalla seconda formula:

$$P_{e\text{pv}} = [30 - 25) + (47,5 - 20) \times 925/800] \times 0,478/100 \times 185 (W) = 32,54 \text{ W} \quad \text{pari al } 17,58\%$$

Si vede che le perdite termiche sono molto significative.

Tali perdite sono tanto più contenute quanto più:

- γ (%) è piccolo
- NOCT è basso e si avvicina a 20 °C

Ripetendo il calcolo con:

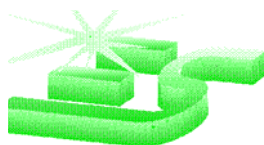
- $I_{M\text{Mis}}$ 710 W/mq
- θ_{cel} 42,5 °C
- θ_{amb} 18 °C

Si ottiene con entrambe le formule: $P_{e\text{pv}} \% \approx 8,35 \%$

Ripetendo ancora il calcolo con:

- $I_{M\text{Mis}}$ 500 W/mq
- θ_{cel} 35 °C
- θ_{amb} 18 °C

Si ottiene con entrambe le formule: $P_{e\text{pv}} \% \approx 4,80 \%$



Pertanto il rendimento di conversione dei moduli η_{PV} e le ore equivalenti alla potenza STC,

$$h_{PV}(\Delta T) = h_{SM}(\Delta T) \times \eta_{pvm}(\Delta T)$$

Risentono in modo sostanziale delle perdite termiche nei moduli, che pertanto rappresentano il parametro più importante (unitamente al fattore di esposizione) ai fini della resa di un generatore fotovoltaico

Per la perdita di prestazione direttamente imputabile alle perdite termiche, si può introdurre il seguente rendimento:

$$\eta_{pve}(t) = \frac{\text{Potenza elettrica **convertibile** in date condizioni ambientali}}{\text{Potenza elettrica **convertibile in assenza di perdite termiche** nelle medesime condizioni ambientali}}$$

Tale rendimento risulta pertanto estremamente variabile e difficilmente stimabile in fase di progetto, se non in modo intuitivo e qualitativo, in relazione alle effettive condizioni di ventilazione dei moduli derivanti dalle particolari condizioni di posa.

In base agli esempi numerici di cui sopra risulta:

$$\eta_{pve\ m} = 84\% \div 96\%$$

Ai fini della stima in fase di progetto delle perdite termiche, in relazione alle effettive condizioni di ventilazione dei moduli, risulta verosimile porre:

- per impianti complanari alle coperture: $\eta_{pve\ m} = 86\% \div 92\%$

- per impianti su shed: $\eta_{pve\ m} = 92\% \div 96\%$

7.3 Perdite complementari nei moduli

Oltre alle perdite termiche, all'interno dei moduli si verificano altre perdite che possiamo definire **complementari** che comprendono: **perdite ottiche, resistive, nei diodi, mismatch** (collo di bottiglia costituito dal modulo in serie con minori prestazioni).

In letteratura (CEI 82-25, punto 15.3) tali perdite vengono convenzionalmente assunte pari all' **8%**.

Su tali perdite non si può incidere se non per **evitare fenomeni di mismatching** dovuti a condizioni esterne:

- ombreggiamenti puntuali
- escrementi di piccioni
- collegamenti elettrici mal fatti
- moduli con minori prestazioni

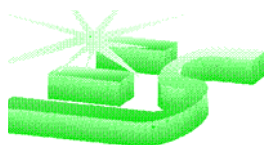
La misura della corrente di stringa può aiutare ad individuare fenomeni di mismatching.

Si può introdurre il seguente rendimento:

$$\eta_{pvc}(t) = \frac{\text{Potenza elettrica **convertibile** in date condizioni ambientali}}{\text{Potenza elettrica **convertibile in assenza di perdite complementari** nelle medesime condizioni ambientali}}$$

Malgrado le indicazioni della letteratura **semberebbe che il valore complessivo dell'8% sia generalmente piuttosto elevato**; il fenomeno di mismatching potrebbe anche essere molto ridotto (< 2%)

Ad avviso di chi scrive si può porre: $\eta_{pvc}(t) = 92\% \div 98\%$



7.4 Perdite complessive nella conversione sui moduli

In definitiva, tenuto conto dello stato della superficie dei moduli (K^*), delle perdite termiche ($\eta_{pv\theta}(t)$) e delle perdite complementari ($\eta_{pvc}(t)$), risulta per il rendimento complessivo di conversione nei moduli:

$$\eta_{PV}(t, \varrho, \theta) = K^* \times \eta_{pv\theta}(t) \times \eta_{pvc}(t) \quad \text{con i seguenti valori significativi riscontrabili:}$$

$$\eta_{PVm} = 90\% \div 98\% \times 84\% \div 96\% \times 92\% \div 98\% = 69,5\% \div 92,20\%$$

Ricordiamo che la Guida CEI 82-25 (punto 15) prescrive la seguente verifica in fase di collaudo:

$$15.1 \quad P_{DC \text{ Mis}}(t) > 0,85 P_N \times I_{M \text{ Mis}}(t)/I_{STC} = 0,85 P_{SD \text{ Mis}}(t) \quad \text{ovvero:} \quad \eta_{PV} > 85\%$$

Prevedendo nel contempo una correzione di tale valore nel caso la temperatura sulla faccia posteriore dei moduli superi il valore di 40°C; prescrive infatti:

$$15.3 \quad P_{DC \text{ Mis}}(t) > (1 - P_{\theta_{pv}} - 0,08) \times P_N \times I_{M \text{ Mis}}(t)/I_{STC} \\ > (1 - P_{\theta_{pv}} - 0,08) \times P_{SD \text{ Mis}}(t)$$

Iaddove le perdite termiche, in termini relativi, sono calcolate con le formule 15.4 e 15.5

$$15.4 \quad P_{\theta_{pv}} = (\theta_{cel} - 25) \times \gamma\%/100$$

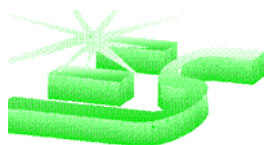
$$15.5 \quad P_{\theta_{pv}} = [(\theta_{amb} - 25) + (NOCT - 20) \times I_{M \text{ Mis}}(t)/800] \times \gamma\%/100$$

NOTA: Tutte le considerazioni del presente documento si riferiscono alla potenza nominale dei moduli $P_N = P_{STC}$ stabilita dal produttore e certificata; tale P_N è ritenuta costante su tutti i moduli.

I produttori stabiliscono il range di tolleranza della P_{STC} reale di ciascun modulo rispetto alla P_N della scheda tecnica; generalmente la tolleranza è spesso fissata in $\pm 3\%$.

Sono diversi però i produttori che commercializzano moduli assicurando solo tolleranza positiva.

Installando pertanto moduli con tolleranza solamente positiva, ad esempio del +3% costante su tutti i moduli, il rendimento di conversione η_{PV} , a parità di altre condizioni, risulterà maggiorato (anche se artificialmente) del 3%.



8. LA PERDITA DI EFFICIENZA NEL RESTO D'IMPIANTO - BOS

Nel contatore di produzione (uscita dal terzo sistema di trasformazione) si avrà:

$$\begin{aligned} P_{ACP}(t) &= P_{DC}(t) \times \eta_{BOS}(t, \theta) = P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \\ &= P_{STC} \times I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{ACP} &= \int P_{ACP}(t) dt = P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{PV}(t, \varrho, \theta) \times \eta_{BOS}(t, \theta) \times dt \\ &= P_{STC} \times \int I_M(t) / I_{STC} \times \eta_{GPV}(t, \varrho, \theta) \times dt \\ &= P_{STC} \times h_{eq}(\Delta T) \\ &= P_{STC} \times h_{PV}(\Delta T) \times \eta_{BOS m} \\ &= P_{STC} \times h_{sM}(\Delta T) \times \eta_{PVm} \times \eta_{BOS m} \\ &= P_{STC} \times h_{sM}(\Delta T) \times \eta_{GPVm} \\ &= E_{SDM}(\Delta T) \times \eta_{GPVm} \end{aligned}$$

Concorrono alla formazione del rendimento $\eta_{BOS}(t, \theta)$; $\eta_{BOS m}$

1. Perdite per effetto joule nei cavi in DC (di stringa e parallelo)
2. Perdite per effetto joule nei diodi di blocco (eventuali) e nelle cassette di connessione
3. Perdite nella conversione interne all'inverter
4. Perdite per effetto joule di eventuali trasformazioni AC/AC
5. Perdite per effetto joule nei cavi in AC e negli apparati di collegamento

8.1 Le perdite nei cavi sul lato corrente continua

Le perdite nei cavi in corrente continua possono generalmente scomporsi in due aliquote

1. perdite nei cavi di stringa
2. perdite nei cavi di parallelo

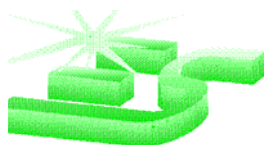
Il secondo tipo di perdite non è presente nei piccoli impianti laddove i cavi di stringa sono connessi direttamente all'inverter.

8.1.1 Perdite nei cavi di stringa

Le correnti di stringa sono caratteristiche dei moduli e, a pari potenza, dipendono dal numero di celle in serie:

Es:	Modulo Mitsubishi PV-TD185MF5 da	185 W - 50 celle in serie	⇒	I_{mp} = 7,58 A
	Modulo Sharp NT-S5E3E	da 185 W - 72 celle in serie	⇒	I_{mp} = 5,11 A

I cavi di stringa sono generalmente da 6 mmq; per stringhe distanti dall'inverter può essere vantaggioso usare 10 mmq.



Esempi di valutazioni con Modulo Mitsubishi PV-TD185MF5 da 185 W ⇒ $I_{mp} = 7,58 \text{ A}$

		L = 50x2 m	L = 100x2 m
	P_{pcs} (mW/m)	P_{pcs} (W)	P_{pcs} (W)
$r_{6 \text{ mmq}} = 3,30 \text{ m}\Omega/\text{m}$	189,6	18,96	37,92
$r_{10 \text{ mmq}} = 1,91 \text{ m}\Omega/\text{m}$	109,7	10,97	21,94

E' importante osservare come le perdite percentuali dipendono dal numero dei pannelli in serie:

Es: serie di 12 pannelli ⇒ $P_{ns} = 12 \times 185 = 2220 \text{ W}$
serie di 24 pannelli ⇒ $P_{ns} = 24 \times 185 = 4440 \text{ W}$

Risulta quindi:

		L = 50x2 m	L = 100x2 m
	P_{pcs} (mW/m)	P_{pcs} (W)	P_{pcs} (W)
$r_{6 \text{ mmq}} = 3,30 \text{ m}\Omega/\text{m}$	189,6	18,96	37,92
Per: - $P_{ns} = 2220 \text{ W}$	⇒	0,85%	1,70%
- $P_{ns} = 4440 \text{ W}$	⇒	0,42%	0,85%
$r_{10 \text{ mmq}} = 1,91 \text{ m}\Omega/\text{m}$	109,7	10,97	21,94
Per: - $P_{ns} = 2220 \text{ W}$	⇒	0,49%	0,88%
- $P_{ns} = 4440 \text{ W}$	⇒	0,25%	0,50%

In buona sostanza le perdite nei cavi di stringa sono contenute, e diminuiscono al crescere della potenza di stringa.

8.1.2 Perdite nei cavi di parallelo

Devono essere effettuate le valutazioni caso per caso, in relazione al N° di stringhe in parallelo.

Si possono così introdurre i due rendimenti

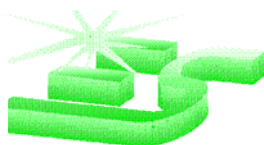
$$\eta_{cs} = \frac{\text{Potenza a valle dei cavi di stringa}}{\text{Potenza nominale di stringa}} 100 = (1 - P_{pcs}/P_{ns}) 100$$

$$\eta_{cp} = \frac{\text{Potenza a valle dei cavi di parallelo}}{\Sigma \text{ Potenze nominali di stringhe in parallelo}} 100 = (1 - P_{pcp}/\Sigma P_{ns}) 100$$

In fase di progetto potrà realisticamente assumersi, per le perdite nei cavi in DC:

$$P_{pcDC} = P_{pcs} \% + P_{pcp} \% < 1,0 \div 1,2 \% \quad \text{ovvero per il rendimento nei cavi in DC}$$

$$\eta_{cDC} = \eta_{cs} \times \eta_{cp} > 98,8\% \div 99,0\%$$



8.1.3 Il calcolo delle perdite per le ore effettive di funzionamento (h_{ie})

Da osservare che le perdite così calcolate sono riferite alle condizioni nominali (di picco), ovvero sono calcolate con la corrente nominale I_N ; altresì l'energia perduta potrà calcolarsi in modo convenzionale con riferimento alle ore equivalenti costituenti la resa d'impianto.

Di fatto l'energia realmente perduta, in un determinato arco di tempo, è sicuramente inferiore a quella così calcolabile essendo la corrente reale di funzionamento $I_r(t)$ generalmente inferiore alla corrente nominale I_N :

$I_r(t) < I_N$ pertanto nell'arco di un anno si avrà per l'energia perduta nei cavi:

$$E_{pc\ reale} = \int_{365g} \Sigma P_p(t) \times dt = \int_{365g} \Sigma R I_r(t)^2 \times dt \ll \Sigma R I_N^2 \times h_{eq}$$

Infatti introducendo una corrente ridotta equivalente I_{ie} per le ore effettive di funzionamento dell'impianto h_{ie} , si può scrivere con riferimento all'energia erogata in una qualunque porzione di circuito:

$$E_{E\ Anno} = k I_{ie} \times h_{ie} = k I_N \times h_{eq} \Rightarrow I_{ie} \times h_{ie} = I_N \times h_{eq}$$

Con: $I_{ie} > h_{eq} / h_{ie} \times I_N < I_N$ e $I_{ie} = h_{eq} / h_{ie} \times I_N < I_N$

ciò implica sempre: $I_{ie}^2 \times h_{ie} \ll I_N^2 \times h_{eq}$

Essendo le ore effettive di funzionamento h_{ie} circa 3500 e le ore equivalenti h_{eq} circa 1400, si può stimare il valore di corrente I_r (ridotto rispetto alla corrente nominale) che nelle ore equivalenti comporta le medesime perdite che si hanno durante l'intero periodo di funzionamento.

Posto quindi per l'energia perduta:

$$E_{P\ Anno} = k I_{ie}^2 \times h_{ie} = k I_r^2 \times h_{eq} \quad \text{risulta:} \quad I_r^2 = h_{ie} / h_{eq} \times I_{ie}^2$$

ma essendoper definizione: $I_{ie} = h_{eq} / h_{ie} \times I_N$ risulta: $I_r^2 = h_{ie} / h_{eq} \times (h_{eq} / h_{ie})^2 I_N^2$

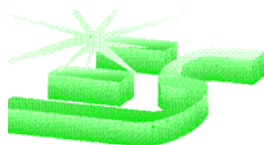
e pertanto: $I_r^2 = h_{eq} / h_{ie} \times I_N^2$

il fattore di riduzione risulta quindi nella suddetta ipotesi:

$$I_r^2 \times 3500 = I_N^2 \times 1400 \Rightarrow I_r / I_N = \sqrt{1400/3500} = 0,63$$

In un calcolo prudenziale si può ipotizzare un funzionamento continuo per 3000 ore, imponendo:

$$I_r^2 \times 3000 = I_N^2 \times 1400 \Rightarrow I_r / I_N = \sqrt{1400/3000} = 0,68$$



8.2 Le perdite negli inverter

Il rendimento dell'inverter è fornito dal costruttore e varia in funzione della configurazione dell'inverter (con o senza trasformatore) e **in funzione del carico (generalmente oltre il 20%+30% rimane praticamente costante)**, ovvero dell'irraggiamento sul piano dei moduli.

Si osservano valori abbastanza diversi fra loro generalmente compresi nel range:

$$\eta_{inv} = 95,5\% \div 98,0\%$$

Generalmente per inverter senza trasformatore il rendimento è compreso fra il 97%+98%; **la presenza di trasformatori abbassa il rendimento di un valore prossimo al 2%.**

8.3 Le perdite nei cavi sul lato corrente alternata

Vale il medesimo ragionamento dei cavi in parallelo in corrente continua.
In un calcolo prudenziale si può sempre assumere:

$$I_{rca} / I_{Nca} = \sqrt{1400/3000} = 0,68$$

Le perdite in corrente alternata possono contenersi attorno a **0,2% ÷ 0,3%**, risultando:

$$\eta_{pcAC} = 99,7\% \div 99,8\%$$

Il contatore di produzione deve essere messo subito a valle del parallelo degli inverter.

Considerato il valore della tariffa incentivante la produzione ($\approx 0,3 \text{ €/kWh}$) e il valore dell'energia ($\approx 0,076 \text{ €/kWh}$), le perdite in corrente alternata, se a valle del contatore, valgono circa 1/4 delle perdite a monte del contatore.

8.4 Altre perdite

Le altre perdite da considerare oltre a quanto sopra esposto in dettaglio sono:

- Perdite per effetto joule nei diodi di blocco (eventuali) e nelle cassette di connessione
- Perdite negli apparati di collegamento in AC

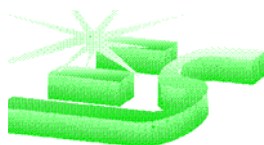
8.4.1 Perdite nei diodi di blocco

Relativamente ai diodi è da osservare che comportano una perdita di potenza attorno a 25÷35 W per correnti attorno a 6÷8 A.

Nel caso di moduli policristallini standards con correnti nominali (in condizioni mpp) attorno a 7,8 A, ovvero con una corrente ridotta di $0,78 \times 0,68 = 0,53 \text{ A}$, si può considerare, per ogni diodo di blocco, una perdita concentrata di 20 W, corrispondente a:

- per stringhe da 20 moduli da 220: $P_s = 4.400 \text{ W} \Rightarrow P_{pD} = 0,45\%$
- per stringhe da 21 moduli da 230: $P_s = 4.830 \text{ W} \Rightarrow P_{pD} = 0,41\%$
- per stringhe da 22 moduli da 230: $P_s = 5.060 \text{ W} \Rightarrow P_{pD} = 0,39\%$
- per stringhe da 22 moduli da 235: $P_s = 5.170 \text{ W} \Rightarrow P_{pD} = 0,38\%$

Le perdite nei diodi sono quindi significative.



ESSEI
SERVIZI

SOCIETÀ D'INGEGNERIA

Esempio: l'energia perduta in un anno nel diodo di una stringa da 5.170 W, vale circa:

$$E_{pDs} = 0,38\% \times 5.170 \text{ W} \times 3000 \text{ h}_{lec} = \mathbf{58,938 \text{ kWh/anno}}$$

Taluni operatori non installano i diodi di blocco in ragione di tale perdita energetica (la funzione di protezione della stringa dalle correnti inverse è comunque affidata al fusibile di stringa).

Se un fusibile di stringa interviene (ad esempio a causa di ombreggiamenti sistematici) la mancata produzione giornaliera di energia, conseguente alla stringa disconnessa, è pari a (in una giornata di maggio con 5 h_{eq})

$$E_{mps} = 5.170 \text{ W} \times 5 \text{ h}_{leg} = 25,850 \text{ kWh/g}$$

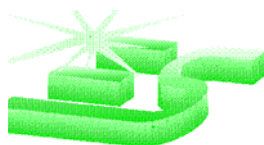
Quindi se il fusibile non viene prontamente sostituito, **nell'arco di due giorni**, vengono meno le motivazioni inerenti il risparmio energetico portate a sostegno della teoria di non installazione dei diodi di blocco.

8.4.2 Altre perdite negli apparati elettrici

Le altre perdite nelle apparecchiature elettriche non sono significative e generalmente contenute nell'ordine del 0,1%÷0,2%

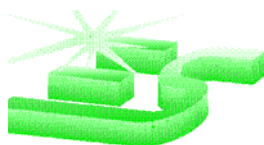
Complessivamente si può affermare che le perdite complementari nel BOS, dovute ai diodi ed ai cablaggi nelle apparecchiature risultano comprese fra:

$$P_{p \text{ cmp}} = P_{pDs} \% + P_{papp} \% < \mathbf{0,40\% \div 0,60 \%}$$



9. QUADRO DI RIEPILOGO FATTORI DI RIDUZIONE E RENDIMENTI

TRASFORMAZIONE		CARATTERISTICA		RANGE DI VALORI			
1	Condizioni effettive di esposizione	Esposizione (Azimuth e Tilt)	Molto variabile, anche per utilizzo di falde di coperture esposte oltre $\pm 90^\circ$	K_{eT}	K_e	Az.0°-T30° 100,0% Az.0°-T15° 97,1% Az.0°-T6° 93,0% Az.0°-T0° 89,5%	
		Contorno clinometrico	Da valutare caso per caso	K_{cl}		Az. $\pm 90^\circ$ -T15° 88,44% ÷ 89,20% Az. $\pm 90^\circ$ -T6° 89,00% ÷ 89,80%	
2	Conversione fra Energia Solare e Energia in DC	Pulizia dei moduli e fenomeni di riflessione	Molto variabile (da considerare fisso)	K^*	$\eta_{pv}(t, \varrho, \theta)$	69,5% ÷ 92,2% da considerare mediamente 81,75% ÷ 87,5% Per posa complanare alle coperture 87,4% ÷ 91,25% Per posa su shed	
		Perdite termiche nei moduli	Perdite elevate e molto variabili in funzione della temperatura ovvero delle condizioni di posa e ventilazione	$\eta_{pve}(t)$			90,0% ÷ 98,0% da considerare fisso nelle stime 98,0% 84,0% ÷ 96,0% da considerare nelle stime 86,0% ÷ 92,0% per posa complanare alle coperture 92,0% ÷ 96,0% per posa su shed
		Perdite complementari nei moduli (ottiche, resistive nei diodi e di mismatching)	Variabili (stimate 8% da CEI 82-25)	$\eta_{pvc}(t)$			92,0% ÷ 98,0% da considerare nelle stime 97,0%
3	Conversione fra Energia in DC e Energia in AC nel resto d'impianto BOS	Perdite per effetto joule nei cavi in DC (di stringa e parallelo)	Basse	$\eta_{cdc}(t)$	$\eta_{bos}(t, \varrho, \theta)$	93,5% ÷ 96,4% Da considerare mediamente Per inverter senza trasformatore 95,9% ÷ 96,4%	
		Perdite di conversione nell'inverter	Importanti e diverse in relazione alla presenza o meno del trasformatore	$\eta_{inv}(t)$			Da imporre nelle valutazioni 98,8% ÷ 99,0% 95,5% ÷ 98,0%
		Perdite per effetto Joule nei cavi in AC	Basse	$\eta_{cac}(t)$			99,7% ÷ 99,8%
		Perdite complementari nei diodi di blocco e nei restanti apparati	Basse	$\eta_{cmp}(t)$			99,4% ÷ 99,6%
GENERATORE PV	RENDIMENTO COMPLESSIVO RISULTANTE		$\eta_{GPV}(t, \varrho, \theta)$		76,4% ÷ 84,35% Per posa complanare e inverter con trasformatore 83,8% ÷ 87,95% Per posa su shed e inverter senza trasformatore		



10. CONCLUSIONI

10.1 Considerazioni finali sugli elementi determinanti ai fini del rendimento e della resa di un impianto

A fronte dell'analisi di cui sopra, che può essere affinata in base all'esperienza e ai monitoraggi, si possono individuare i punti critici sui quali è possibile incidere, nella fase di progettazione, per massimizzare la resa dell'impianto.

1. K_e Fattore di esposizione molto variabile

$$K_e = h_{sM} / h_{sMax} = h_{eq} / h_{eqMax}$$

Occorre scegliere in modo ottimale la situazione effettiva di posa, compenetrando le esigenze al contorno, che derivano dalla necessità di massimizzare il ritorno economico dell'investimento, in relazione alla tipologia dei tetti e delle tariffe incentivanti associate.

Generalmente la soluzione prevista è quella che massimizza la potenza insediabile, ovvero il ritorno economico annuale, anche a scapito della *resa* (kWh/kWp) d'impianto.

Le recenti esperienze dimostrano che in Sardegna anche con situazioni di esposizione a N-E e N-W le rese si attestano fra 1250-1280 kWh/kW, ovvero su valori in grado di rendere remunerativo l'investimento, con i costi attuali.

Conviene sempre separare il fattore di esposizione dal rendimento del generatore, esplicitandolo sempre nei tabelloni di analisi.

1.1 K_{cl} Fattore di riduzione relativo al contorno clinometrico variabile

Il fattore di esposizione K_e può ridursi a causa delle **condizioni al contorno, su grande scala** (contorno clinometrico: presenza di rilievi importanti che riducono l'esposizione solare del particolare sito di installazione) **che su piccola scala** (presenza di sovrastrutture che provocano ombreggiamenti sistematici).

$$K_{cl} = K_e / K_{eT}$$

Non esistono particolari regole per la stima di tale fattore di riduzione del fattore di esposizione e deve essere valutato/stimato volta per volta con le considerazioni del caso specifico.

Sicuramente devono essere individuate le zone soggette ad ombreggiamenti sistematici (giornalieri), stimandone la perdita di efficienza, e per quanto possibile governarle con appositi cablaggi in relazione al movimento delle ombre e/o con l'impiego di specifici inverter outdoor (impianti marginali)

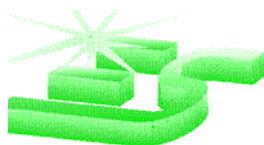
2.1 Pulizia della superficie dei moduli e fenomeni di riflessione molto variabile 90%÷98%

Le condizioni generali in cui si trova la superficie dei moduli può ridurre il valore della radiazione effettivamente disponibile per la generazione dell'effetto fotovoltaico.

I fenomeni di riflessione sono di due tipi:

- riflessione della radiazione incidente sui moduli che provoca perdite per riflessione (effetto negativo)
- riflessione delle superfici a contorno del campo fotovoltaico (effetto positivo)

Relativamente alla pulizia della superficie dei moduli assume importanza fondamentale il contratto di manutenzione che includa anche la pulizia dei moduli; soprattutto se il valore della manutenzione è legato ad un premio sulla produzione.



SOCIETÀ D'INGEGNERIA

In merito ai fenomeni di riflessione è importante prevedere (laddove possibile se si deve intervenire sulla copertura) una situazione al contorno che migliori la *riflessione positiva*, ovvero con impiego di lamiere riflettenti (bene l'alluminio argentato), superfici pitturate di bianco, sostegni in alluminio non brunito ecc.

Sulle perdite per riflessione, che dipendono dalla costruzione del pannello, dalla pulizia e dall'inclinazione, la capacità di incidere è praticamente nulla (a parte la pulizia di cui si è detto).

Nella stima del rendimento si può considerare un valore complessivo di perdite attorno al 2%

2.2 $\eta_{pv\theta}$ Fattore di riduzione termica molto variabile 84% ÷ 96%

Le perdite per effetto delle condizioni di temperatura dei moduli rappresentano l'aspetto che incide in maniera sostanziale sul rendimento; soprattutto in Sardegna.

Occorre quindi, per quanto possibile, migliorare le condizioni di ventilazione dei moduli; soprattutto nella posa complanare sulle coperture è bene distanziare quanto più possibile i moduli dalla copertura, ad esempio usando (nelle nuove coperture) lamiere grecate a greca alta da 6 cm.

Valori consigliati da imputare nella stima del rendimento:

- impianti complanari alle coperture: $\eta_{pv\theta m} = 86\% \div 92\%$
- impianti su shed, con moduli ben ventilati: $\eta_{pv\theta m} = 92\% \div 96\%$

2.3 η_{pvc} Fattore di riduzione per perdite complementari variabile 92% ÷ 98%

Su tali perdite non si può incidere se non per evitare fenomeni di mismatching dovuti alle seguenti condizioni:

- ombreggiamenti puntuali
- moduli con minori prestazioni (prevedendo lo shorting in fase di montaggio)

Malgrado le indicazioni della letteratura **sembrirebbe che il valore complessivo dell'8% sia generalmente piuttosto elevato**; il fenomeno di mismatch potrebbe anche essere molto ridotto (< 2%)

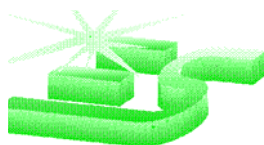
Ai fini della stima del rendimento conviene porre:

- per perdite interne (esclusi fenomeni di mismatch): 2%
- per fenomeni di mismatch: 1%

E pertanto usare nella stima del rendimento il valore: $\eta_{pvc} = 97\%$

In definitiva il rendimento di trasformazione fra energia solare disponibile sul piano dei moduli ed energia prodotta in DC, risulta stimabile fra i seguenti valori:

$$\begin{aligned}\eta_{pv m} &= E_{DC}(\Delta T) / E_{SD}(\Delta T) = E_{DC}(\Delta T) / P_{STC} \times h_{SM}(\Delta T) \\ &= K^* \times \eta_{pv\theta m} \times \eta_{pvc m} \\ &= 98\% \times 86\% \div 92\% \times 97\% = 81,75\% \div 87,45\% \text{ per posa complanare alle coperture} \\ &= 98\% \times 92\% \div 96\% \times 97\% = 87,45\% \div 91,25\% \text{ per posa su shed}\end{aligned}$$



10.2 Valori usuali dei rendimenti in relazione alle macrotipologie

RENDIMENTO GLOBALE DEL GENERATORE E RENDIMENTO TOTALE D'IMPIANTO

In relazione alle analisi e conclusioni di cui sopra risulta:

$$\eta_{\text{GPV}} = E_{\text{ACP}}(\Delta T) / E_{\text{SD}}(\Delta T) = E_{\text{ACP}}(\Delta T) / P_{\text{STC}} \times h_{\text{SM}}(\Delta T)$$

$$= P_{\text{STC}} \times h_{\text{eq}}(\Delta T) / P_{\text{STC}} \times h_{\text{SM}}(\Delta T) = h_{\text{eq}}(\Delta T) / h_{\text{SM}}(\Delta T)$$

$$= \eta_{\text{PVm}} \quad \times \quad \eta_{\text{BOS m}}$$

1. = 81,75% ÷ 87,45% × 93,50% ÷ 96,40% = 76,43% ÷ 84,30% ⇒ **80,36% medio**
per posa complanare alle coperture con impiego di inverter con trasformatore

2. = 87,40% ÷ 91,25% × 93,50% ÷ 96,40% = 81,72% ÷ 87,96% ⇒ **84,84% medio**
per posa su shed con impiego di inverter con trasformatore

3. = 81,75% ÷ 87,45% × 95,00% ÷ 96,40% = 77,66% ÷ 84,30% ⇒ **80,98% medio**
per posa complanare alle coperture con impiego di inverter senza trasformatore

4. = 87,40% ÷ 91,25% × 95,00% ÷ 96,40% = 83,03% ÷ 87,96% ⇒ **85,50% medio**
per posa su shed con impiego di inverter senza trasformatore

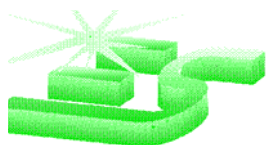
Nel caso di impianti su shed, con i moduli sempre puliti, limitando gli ombreggiamenti sistematici (dimensionando con cono d'ombra ≤ 21°), con cavi dimensionati per una perdita complessiva inferiore all'1,0% e utilizzando inverter senza trasformatore si può ottenere:

$$\eta_{\text{GPV MAX}} = \eta_{\text{PVm MAX}} \times \eta_{\text{BOS m MAX}} = 92,20 \% \times 96,63\% = 89,10\%$$

Diverse impianti realizzati e in esercizio confermano a consuntivo tutti i valori sopra riportati.

Relativamente al rendimento Totale d'impianto, comprensivo del fattore di esposizione si avrà:

$$\eta_{\text{T}} = \eta_{\text{GPV}} \times K_e$$



10.3 Considerazioni finali

In definitiva al termine di tutte le analisi e considerazioni sviluppate nel presente documento e finalizzate all'individuazione degli accorgimenti e delle tecniche da considerare in fase di progetto, ai fini della massimizzazione del **rendimento** (η_T % ; η_{GPV} %) e della **Resa** (kWh/kWp anno), di un impianto Fotovoltaico si può concludere che:

1. L'esposizione ottimale dei moduli, in un determinato sito di installazione, è fondamentale per massimizzare la **Resa** (kWh/kWp anno).
Assunti i vincoli al contorno che impediscono di installare nelle condizioni ottimali di esposizione, occorrerà fare in modo di ridurre gli effetti di ombreggiamento sistematico ovvero di governarne tali effetti con una oculata ripartizione delle stringhe negli inverter.
2. Le perdite termiche nel fenomeno di conversione fotovoltaica nei moduli, rappresentano il principale elemento di riduzione del rendimento.
Saranno da preferire moduli con un basso coefficiente di temperatura (γ %) e bisognerà favorire al massimo la ventilazione dei moduli ai fini dell'asportazione del calore prodotto.
3. La tolleranza positiva sulla Potenza Nominale dichiarata dal Costruttore dei Moduli, genera in misura diretta un aumento (artificioso) del rendimento del fenomeno di conversione nei moduli (η_{PV} %) e quindi del generatore e dell'impianto.
4. L'impiego di inverter senza trasformatore, laddove possibile, comporta un aumento secco del rendimento del sistema di conversione DC/AC (η_{BOS} %), di circa il 2%.