



**AVVISO ESPLORATIVO DI FINANZA DI PROGETTO  
RIQUALIFICAZIONE ED EFFICIENTAMENTO  
ENERGETICO ENTE AUTONOMO VOLTURNO Srl (EAV)**

**STUDIO DI FATTIBILITA'  
PER LA REALIZZAZIONE E GESTIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI  
SULLE COPERTURE DEGLI EDIFICI DELL'EAV  
DI CUI ALL'ART.3 Punto 3 – Sub b  
(ART.5 Punto B Sub B.1 e B.2, Punto C Sub C.2)**

**MIRI Srl**  
Impianti e servizi Tecnologici  
Via Ferrante Imparato 190  
Zona Industriale Napoli Est  
P.Iva 07820920630



## Sommario

<b>1</b>	<b><u>PREMESSA</u></b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b><u>POLITICHE DI PRODUZIONE DA FER</u></b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b><u>SINTESI DEGLI INTERVENTI PROPOSTI</u></b>	<b>5</b>
<b>3.1</b>	<b>ASPETTI GENERALI</b>	<b>5</b>
<b>3.2</b>	<b>L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	<b>6</b>
3.2.1	COMPONENTI DELL'IMPIANTO	6
3.2.2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	7
<b>3.3</b>	<b>STUDIO DI PREFATTIBILITÀ AMBIENTALE</b>	<b>9</b>
3.3.1	PROCEDURE DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE.	9
3.3.2	SMALTIMENTO DEI RIFIUTI	9
3.3.3	IMPATTO DELLA CANTIERIZZAZIONE	9
3.3.4	IMPATTO SULL'ATMOSFERA A REALIZZAZIONE ULTIMATA	9
<b>3.4</b>	<b>CRITERI DI DIMENSIONAMENTO</b>	<b>9</b>
3.4.1	PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO	14
3.4.2	OMBREGGIAMENTO	14
3.4.3	ALBEDO	15
3.4.4	LOCALIZZAZIONE	15
<b>4</b>	<b><u>CONVENIENZA ECONOMICO-AMBIENTALE DELL'INTERVENTO</u></b>	<b>16</b>
<b>4.1</b>	<b>STIMA DEI COSTI</b>	<b>16</b>
4.1.1	PARAMETRI	18
<b>4.2</b>	<b>STIMA ATTENZIONE PER L'AMBIENTE</b>	<b>19</b>
<b>5</b>	<b><u>ENERGIA PRODOTTA</u></b>	<b>20</b>
<b>5.1</b>	<b>VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA</b>	<b>21</b>
5.1.1	AUTOCONSUMO	21
5.1.2	SCAMBIO SUL POSTO	22
5.1.3	CERTIFICATI BIANCHI	25
<b>5.2</b>	<b>TABELLA ENERGIA E CONSUMI ANNUALE</b>	<b>27</b>
<b>6</b>	<b><u>CRONOPROGRAMMA LAVORI</u></b>	<b>28</b>
<b>7</b>	<b><u>ALLEGATI</u></b>	<b>28</b>

## 1 PREMESSA

L'EAV Srl, o Ente Autonomo Volturno S.r.l. – socio unico Regione Campania – azienda di trasporto operante nel territorio della Regione Campania e che dal 2012 ha incorporato le ex società Circumvesuviana, MetroCampania NordEst e Sepsa, ha in programma una strategia di sviluppo per una corretta cultura energetica che prevede, nell'ambito della promozione delle fonti di energia rinnovabili, la produzione di energia elettrica con impianti fotovoltaici.

Il presente studio è stato redatto per verificare preliminarmente la fattibilità del procedimento per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili secondo le procedure in vigore per l'attuazione del *project financing*.

Per tali interventi, infatti, EAV ha individuato l'istituto della finanza di progetto, col quale assicurare, da parte di soggetto terzo, la realizzazione, la gestione e manutenzione di impianti fotovoltaici da realizzare su edifici di sua proprietà.

In questo documento, la Miri srl presenta uno studio di fattibilità relativo agli interventi di efficientamento sopra indicati.

## 2 POLITICHE DI PRODUZIONE DA FER

In una società che scopre il valore ambiente talvolta come esigenza, sempre più come bene reale, si afferma anche la consapevolezza dell'inscindibile legame tra energia e ambiente.

L'Unione Europea verso la fine del secolo, analizzando i dati sulla produzione e sui consumi dei prodotti energetici, si è resa conto che nel giro di pochi decenni si potrebbe giungere ad una eccessiva dipendenza energetica da paesi esterni all'unione, in particolare sono state riscontrate debolezze strutturali nell'approvvigionamento energetico e si è rilevato un ruolo preponderante del petrolio nella definizione del prezzo finale dei prodotti energetici.

La strategia a lungo termine di sicurezza dell'approvvigionamento energetico, con cui i paesi membri stanno cercando di garantire il benessere dei cittadini ed il buon funzionamento dell'economia, punta ad avere una disponibilità dei prodotti energetici sul mercato ad un prezzo accessibile nel rispetto dell'ambiente e nella

prospettiva di uno sviluppo sostenibile. In questa logica e con la finalità di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>, la commissione ha adottato numerose iniziative:

- liberalizzazione del settore dell'elettricità e del gas;
- promozione della cogenerazione di energia elettrica e termica;
- promozione delle fonti di energia rinnovabili (FER);
- miglioramento dell'efficienza energetica.

All'Italia è stato imposto il raggiungimento dell'obiettivo del 17% di energia prodotta da fonti rinnovabili. Pertanto, negli ultimi anni, nei programmi di governo locali e nazionale, si sono abbracciati gli indirizzi della politica energetica comunitaria per mezzo di leggi finalizzate a promuovere l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili, tra le quali rivestono un ruolo fondamentale gli impianti fotovoltaici. L'energia solare è infatti la fonte più diffusa di energia disponibile in modo gratuito ed in quantità largamente superiore ai fabbisogni energetici.

Gli impianti fotovoltaici stanno cambiando la modalità di produzione dell'energia elettrica: grazie alle loro caratteristiche intrinseche, si sono sviluppati prima impianti di grande potenza, talvolta impopolari per via dell'impatto ambientale che producono nel luogo d'installazione, ma ora, sempre più, anche di media e piccola taglia, adatti a far fronte, in regime di autoproduzione (**SAP**), alle esigenze energetiche del singolo sito. Questa modalità di produzione viene denominata generazione distribuita (**gd**) o microgenerazione.

Il presente studio di fattibilità propone la soluzione ritenuta idonea a ridurre il costo di gestione relativo all'energia elettrica in tempi relativamente brevi, utilizzando fonti di energia rinnovabili, ovvero con l'installazione di pannelli fotovoltaici sulle coperture dei corpi di fabbrica delle stazioni ferroviarie e delle officine dell'Ente.

### **3 SINTESI DEGLI INTERVENTI PROPOSTI**

#### **3.1 ASPETTI GENERALI**

Scopo del presente Studio di fattibilità e dell'intervento proposto è ottenere un abbattimento dei costi derivanti dai consumi di energia elettrica che l'EAV ha stimato in 72GWh/anno.

A tal fine, quindi, è stata valutata e verificata la possibilità di utilizzare, per fini energetici, il patrimonio edilizio del Gruppo EAV mediante la conversione dell'energia solare in energia elettrica con l'installazione d'impianti fotovoltaici.

Gli spazi esposti ai raggi solari, e quindi utilizzabili in tal senso, sono :

- i tetti dei Fabbricati Viaggiatori relativi alle stazioni/fermate appartenenti al Sistema di Metropolitana Regionale;
- le pensiline lungo le banchine e nei parcheggi;
- le superfici di copertura di immobili e di officine delle Aziende di mobilità regionale e degli uffici;

Con la tecnologia proposta sarà possibile assicurare:

- produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti;
- compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- mancanza di inquinamento acustico;
- risparmio di combustibile fossile;
- notevole risparmio economico per l'abbattimento delle spese per il pagamento dell'energia elettrica negli edifici oggetto d'intervento.

La produzione di energia elettrica attraverso la conversione fotovoltaica andrebbe in parte a coprire i fabbisogni energetici delle aziende di trasporto (in particolar modo le utenze), ma contribuirebbe altresì in maniera virtuosa al piano energetico regionale e nazionale anche in termini di una maggiore attenzione rivolta alle energie rinnovabili, e un maggiore rispetto dell'ambiente, oggi fortemente compromesso proprio dal settore dei trasporti.

La verifica degli immobili e dei siti in genere sui quali installare gli impianti è stata effettuata considerando i seguenti aspetti:

- localizzazione;
- caratteristiche costruttive delle coperture e orientamento;
- superficie disponibile ed utilizzabile;

Si è arrivati così ad individuare 128 immobili (elenco in allegato 1), distribuiti su ampie aree della regione Campania, idonei ad essere utilizzati per il posizionamento degli impianti fotovoltaici.

La fonte solare produrrà così energia elettrica "pulita" utilizzabile direttamente per i servizi interni ed accessori del sito ferroviario individuato:

- ♦ sistemi di illuminazione;
- ♦ monitor e display;
- ♦ scale mobili;
- ♦ tornelli e distributori automatici;
- ♦ centri di controllo;

L'energia elettrica prodotta attraverso la conversione fotovoltaica potrebbe essere utilizzata eventualmente anche per sistemi specifici di ricarica di veicoli elettrici (in particolare veicoli a due ruote come biciclette elettriche o scooter elettrici) ad uso dei turisti/clienti o del personale interno alla stazione.

Tutto ciò potrebbe promuovere ancor più il concetto di mobilità sostenibile, e di conseguenza porterebbe a migliorare ancor più la qualità della vita nelle nostre città.

A tal proposito, è interessante notare che a livello europeo sono tanti gli attori specializzati nel settore della mobilità alternativa i quali offrono agli utenti delle ferrovie la possibilità di utilizzare un piccolo veicolo elettrico a due ruote, utile per i movimenti in centro città. Queste soluzioni definite come "**transmodalità**" contribuiscono a ridurre la congestione del traffico, a diminuire le emissioni dirette di gas a effetto serra, ed a ridurre l'impatto acustico.

### **3.2 L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

#### **3.2.1 COMPONENTI DELL'IMPIANTO**

Un impianto fotovoltaico produce energia elettrica in collegamento alla rete elettrica di distribuzione di media/bassa tensione in corrente alternata. La tipologia d'impianto proposto sarà fondamentalmente costituito da:

- » generatore fotovoltaico, costituito da moduli in silicio policristallino che provvedono alla trasformazione dell'energia solare in energia elettrica in corrente continua;



- ✦ sistema elettrico in continua, costituito da quadri elettrici che provvedono all'interconnessione e alla protezione delle sezioni;
- ✦ inverter per la conversione statica dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata in bassa tensione;
- ✦ sistema elettrico in alternata, costituito quadri elettrici che provvedono all'interconnessione e alla protezione delle sezioni;
- ✦ quadro di interfaccia di rete per l'interfacciamento dell'intero impianto fotovoltaico alla rete elettrica;
- ✦ sistema di supervisione che consente sia il controllo dell'impianto in modalità locale che il telecontrollo da remoto.

### 3.2.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Per lo studio approfondito dei siti individuati dell'EAV e per la progettazione esecutiva ed il dimensionamento degli impianti fotovoltaici da realizzare, si terrà conto della legislazione e della normativa vigente in materia. Di seguito si riportano le principali disposizioni, alcune delle quali sono già state prese a riferimento per lo studio preliminare.

Oltre alla fondamentale CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione", si è tenuto conto di:

- ✦ CEI 64-8, PARTE 7, SEZIONE 712: sistemi fotovoltaici solari di alimentazione.
- ✦ CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici parte 1: misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- ✦ CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - parte 2: prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- ✦ CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - parte 3: principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- ✦ CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (fv) - caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- ✦ CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri;

- CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
  - CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (bos) - qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
  - CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (emc) - limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16A$  per fase);
  - CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri bt);
  - CEI EN 60439-1-2-3 (CEI 17-13/1-2-3): apparecchiature soggette a prove di tipo (as) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ans);
  - CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice ip);
  - CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - parte 1: scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
  - CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 v;
  - CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 v;
  - CEI EN 62305 1-2-3 (CEI 81-10/1-2-3): protezione contro i fulmini;
  - CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
  - CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
  - CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - prescrizioni particolari - parte 21: contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
  - CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
  - UNI/TR 11328-1 (UNI 8477-1): Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggianti ricevuta;
  - UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
- Saranno inoltre applicati i documenti tecnici emanati dai gestori di rete, riportanti disposizioni per la connessione d'impianti fotovoltaici alla rete elettrica.



### **3.3 STUDIO DI PREFATTIBILITÀ AMBIENTALE**

#### **3.3.1 PROCEDURE DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE.**

L'intervento in oggetto, ai sensi di quanto previsto dalle norme sulla valutazione dell'impatto ambientale non ha caratteristiche tali da essere sottoposta alla procedura V.I.A. o alla procedura di verifica.

#### **3.3.2 SMALTIMENTO DEI RIFIUTI**

L'esecuzione dell'intervento non prevede la produzione di rifiuti da smaltire.

#### **3.3.3 IMPATTO DELLA CANTIERIZZAZIONE**

L'esecuzione degli interventi previsti nel presente studio richiede l'attivazione di cantieri temporanei e sarà programmata al fine di non interferire con le attività esistenti nei relativi immobili nel rispetto degli standard previsti dalla vigente normativa in materia di sicurezza sul luogo di lavoro.

#### **3.3.4 IMPATTO SULL'ATMOSFERA A REALIZZAZIONE ULTIMATA**

A realizzazione ultimata, in considerazione della tipologia delle opere in progetto, si prevedono impatti molto positivi sull'atmosfera in termini di riduzione sia dell'inquinamento atmosferico che di emissioni di CO<sub>2</sub>.

### **3.4 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO**

Il criterio guida nella progettazione e dimensionamento di un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare disponibile.

L'energia generata dipende:

- ▶ dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- ▶ dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- ▶ da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- ▶ dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- ▶ dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).



Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

► TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt \text{ min}}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt \text{ max}}$ ).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

► TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a -10°C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

► TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

» **CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

» **DIMENSIONAMENTO**

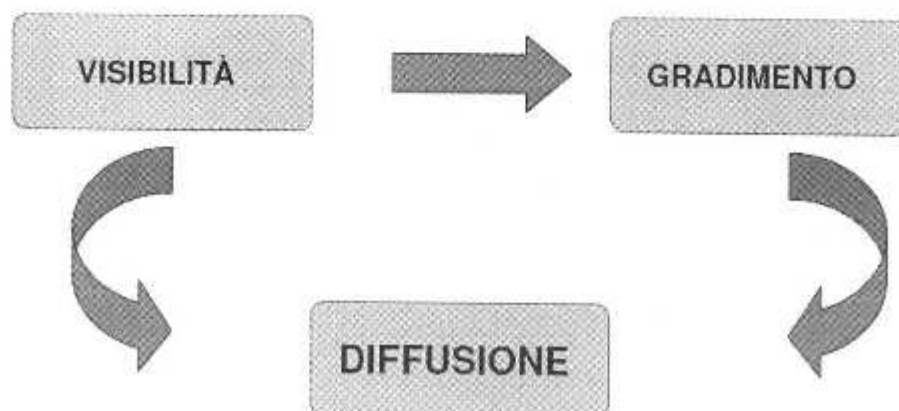
Dimensionamento compreso tra il 70% e 120%.

Per dimensionamento si intende il rapporto di potenze tra l'inverter e il generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

Nello specifico, per ciascun sito preso in considerazione, si sono esaminati e valutati:

- » la disponibilità delle superfici ove installare i pannelli;
- » la disponibilità della fonte solare;
- » i fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

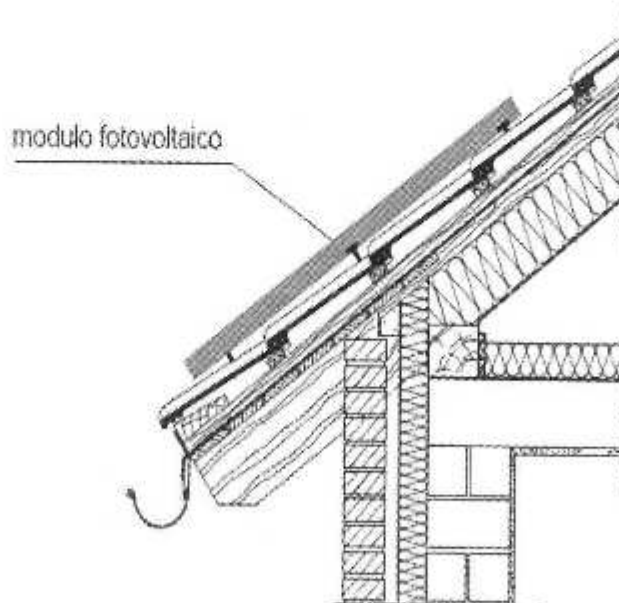
Nella generalità dei casi si è valutato che il generatore fotovoltaico sarà esposto prioritariamente con orientamento a Sud (azimut) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. L'impianto, inoltre, dovrebbe idealmente avere una inclinazione intorno ai 30° in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno. Nel caso in cui non è risultato possibile ottimizzare l'azimut e l'elevazione, sono state prese in considerazione le superfici con esposizione prevalentemente a SE o SO. Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, è stata predominante l'integrazione architettonica massima dei pannelli fotovoltaici al fine di ottenere una integrazione tecnico-strutturale e visiva percettiva-ambientale.



adottando una soluzione neutra ma compatibile con tutte le specifiche situazioni in termini di :

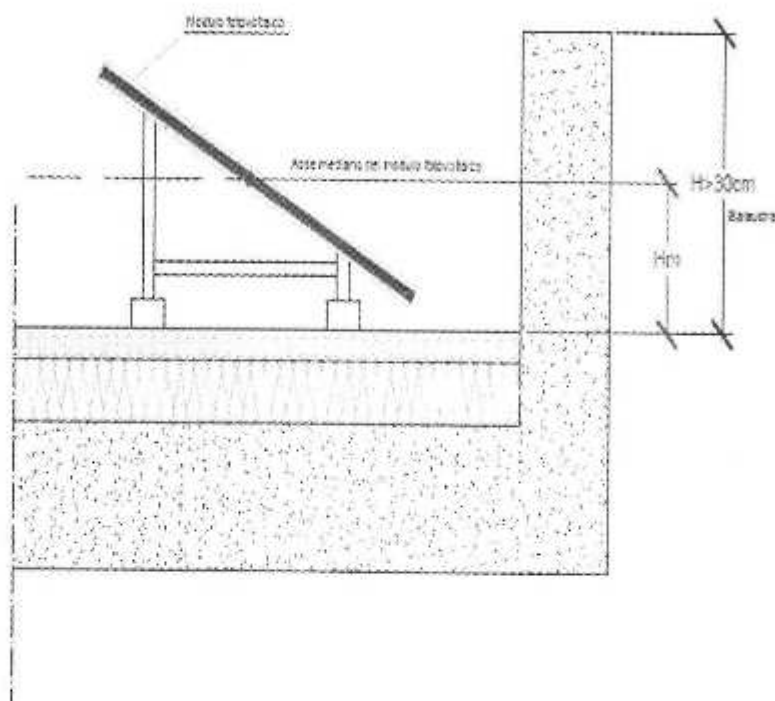
- ▶ *tipo, forma e colore della cella PV.*
- ▶ *disegno e colore della griglia metallica della cella.*
- ▶ *misure, materiali e forma del modulo PV.*
- ▶ *distanza tra le celle.*
- ▶ *sfondo della cella.*

nel caso di tetti a falda e/o coperture piane non contornate da muretti laterali, la scelta dell'orientamento e dell'inclinazione è stata fatta tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda o con una piccola elevazione ( $< 20^\circ$ ) per i tetti piani, in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e nel contempo limitare l'azione del vento sui moduli stessi, i moduli, al fine di risultare complanari, saranno montati mantenendo la stessa inclinazione della superficie che li accoglie, la distanza tra la superficie dei moduli e la superficie di copertura sarà ridotta al minimo indispensabile, in ogni caso, i moduli non sporgeranno rispetto alla falda di copertura (vedi figura che segue).

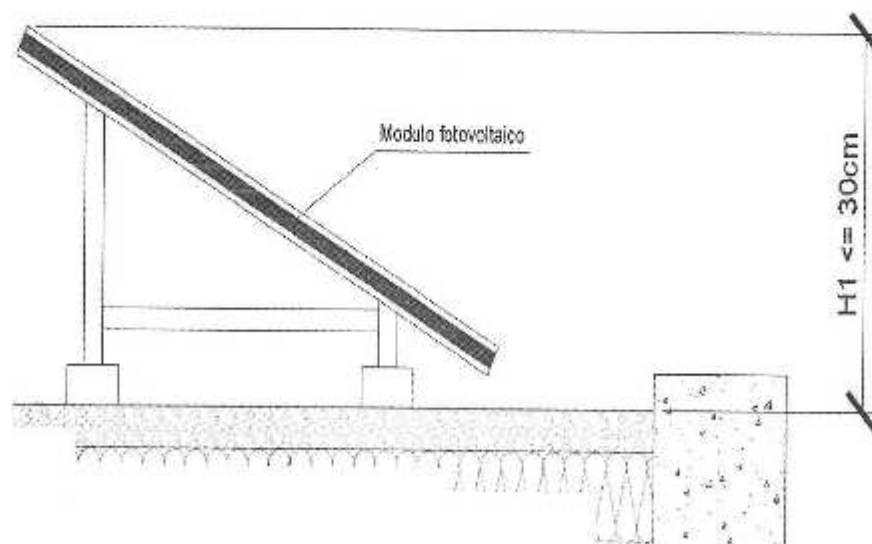


In caso di presenza di una balaustra, l'altezza  $H_m$  del modulo fotovoltaico o della schiera dei moduli fotovoltaici, misurata da terra fino all'asse mediano degli stessi,

non supererà l'altezza della balaustra perimetrale misurata nel suo punto più basso (vedi figura che segue).



In assenza di elementi perimetrali o in presenza di elementi perimetrali alti fino a 30 cm da terra ( $H \leq 30$  cm), l'altezza massima dei moduli ( $H1$ ) rispetto al piano non supererà i 30 cm (vedi figura che segue).



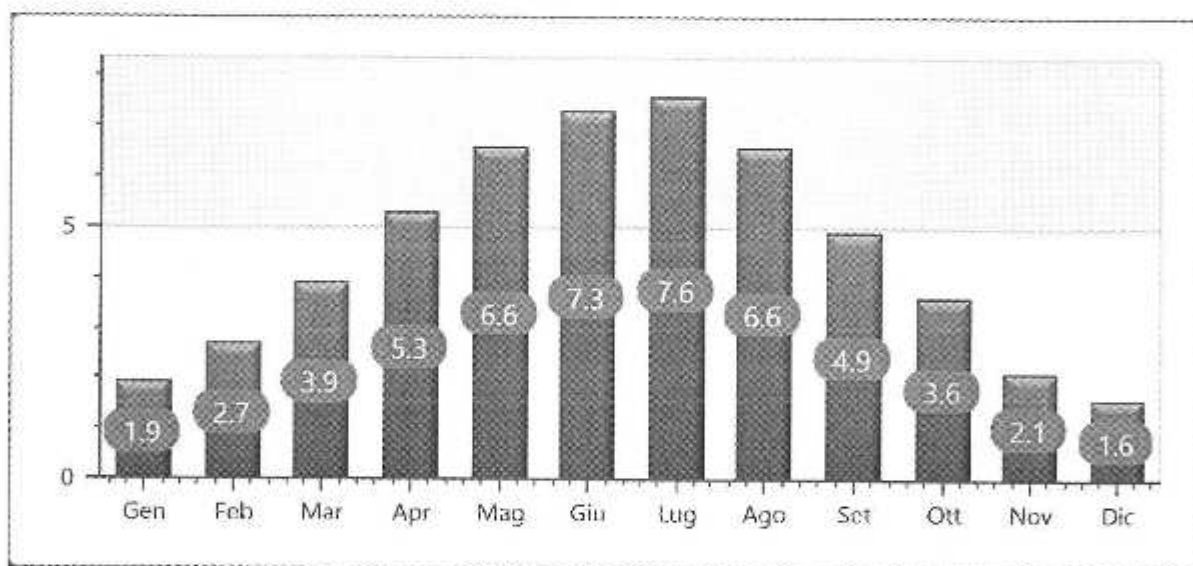
in ogni caso, ciascuna soluzione definitiva sarà concordata con l'Ufficio Tecnico di EAV in fase di progettazione esecutiva.

### 3.4.1 PRODUCIBILITÀ DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

In genere sono disponibili gratuitamente le medie mensili giornaliere su base annua di radiazione globale sul piano orizzontale: a questi dati si è fatto riferimento per fare le stime di producibilità con accuratezza sufficiente al solo funzionamento di massima degli impianti. Disponendo dei dati medi mensili già calcolati sul piano dei moduli si può calcolare facilmente la media annua espressa in kWh/m<sup>2</sup>.

Questo dato può rappresentare (numericamente), le ore equivalenti giornaliere su media annua di producibilità teorica di un generatore fotovoltaico da 1 kw se dovesse funzionare alla potenza massima.

Per dare un'idea dei valori di riferimento, un sito nella regione Campania è caratterizzato da 1700 ore di funzionamento.



### 3.4.2 OMBREGGIAMENTO

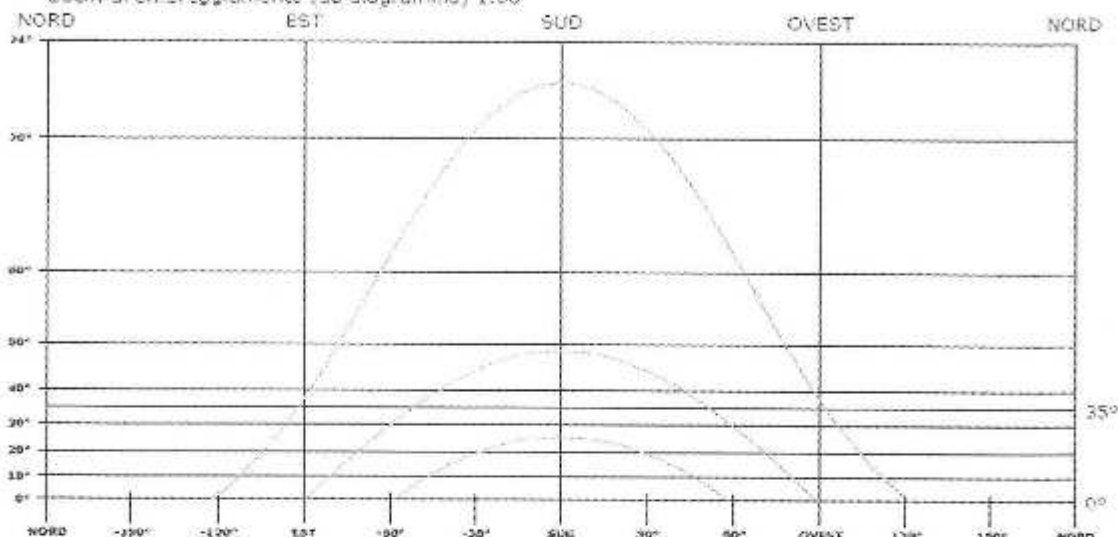
Sono stati considerati gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), che determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Considerando quale Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, pari a 1.00.



### DIAGRAMMA SOLARE

NAPOLI (NA) - Lat. 40° 55'39" - Long. 14° 25'06" - Alt. 17 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00



### 3.4.3 ALBEDO

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui sono inseriti gli impianti, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477 ed utilizzando il valore di albedo medio annuo pari a **0.20**

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

### 3.4.4 LOCALIZZAZIONE

Per lo studio di fattibilità sono stati presi in considerazione gli edifici delle stazioni ferroviarie e delle officine dell'Ente EAV, che si trovano prevalentemente sulle seguenti linee:

#### Linee Circumvesuviana

Sono 6 e si sviluppano intorno al Vesuvio, sia lungo la direttrice costiera verso Sorrento, sia sul versante interno alle pendici del Monte Somma, fino a raggiun-

gere Nola, Baiano e l'Agro nocerino-sarnese. Con le stazioni di Scafati, S. Valentino e Sarno, infatti, la ferrovia entra nella provincia di Salerno, mentre con Avella e Baiano, in quella di Avellino.

- Napoli – Pompei Scavi – Sorrento
- Napoli – Ottaviano – Sarno
- Napoli – Scafati – Poggiomarino
- Napoli – Nola – Baiano
- Napoli – Pomigliano – Acerra
- Napoli – San Giorgio (via Centro Direzionale)

#### **Linee MetroCampania NordEst**

Sono 3, di cui 2 di tipo suburbano, e 1 di tipo metropolitano.

Le linee suburbane sono rispettivamente l'ex FBN (Ferrovia Benevento-Napoli) e l'ex Alifana (Napoli-Piedimonte Matese). La linea metropolitana parte da Piscinola e giunge ad Aversa attraverso Mugnano e Giugliano.

- Napoli – Benevento \*
- Napoli – Caserta – Piedimonte Matese \*
- Napoli – Giugliano – Aversa

#### **Linee Sepsa**

Sono 2 e corrono lungo due direttrici parallele in direzione ovest, una costiera (Cumana) ed una interna (Circumflegrea), entrambe con partenza da Napoli Montesanto e arrivo a Torregaveta.

- Napoli – Bagnoli – Pozzuoli – Torregaveta
- Napoli – Pianura – Quarto – Torregaveta

## **4 CONVENIENZA ECONOMICO-AMBIENTALE DELL'INTERVENTO**

### **4.1 STIMA DEI COSTI**

Sono previsti n.128 Impianti fotovoltaici di potenza totale pari a 4.695,60 KWp. Il costo **complessivo dell'intervento** ammonta ad **€. 7.000.246,29** (IVA esclusa), così ripartito:

Costo Impianti fotovoltaici compreso apparecchiature elettriche e collegamenti	€ 6.635.493,23
Oneri di sicurezza	€ 71.663,33
<b>Totale lavori + oneri sicurezza</b>	<b>€ 6.707.156,56</b>

#### Altre spese:

Progettazione e Spese Tecniche	€ 172.522,82
Spese varie per allacciamenti, pratiche GSE, pratiche distributore elettrico e autorizzazioni	€ 113.267,87
Eventuali Imprevisti	€ 7.299,04
<b>Totale altre spese</b>	<b>€ 293.089,73</b>

#### Riepilogo Costi:

L'impegno di spesa effettivamente sostenuto può così riepilogarsi:

Costo Totale Lavori	€ 6.707.156,56
Totale Spese	€ 293.089,73
<b>Totale</b>	<b>€ 7.000.246,29</b>

#### Costi di esercizio periodici:

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Manutenzione Ordinaria	durata	Costo previsto (annuo)
Polizza assicurativa All-Risk contro i danni	13 anni	€ 61.042,80

La Polizza assicurativa All-Risk contro i danni, coprirà In sintesi :

- difetti di costruzione, sovratensioni, incendi, fulmini, allagamenti, terremoti, umidità, corrosione, furto delle componenti, carichi neve eccessivi e danni causati da animali.
- mancato guadagno dovuto a mal funzionamento dell'impianto.

- Assicurazione delle previsioni di rendimento a partire dal 10% in meno rispetto alla performance prevista.
- Anche in caso di danno, l'assicuratore non ha la possibilità di recedere dal contratto prima dei 10 anni stipulati.

#### **4.1.1 Parametri**

Ai fini dell'analisi economica sono stati considerati i seguenti parametri di riferimento:

##### **Redditività**

Regime Contrattuale	Scambio sul Posto
Potenza Totale	Kw 4 695,60
Costo Totale	€ 7 000 246,29

##### **Dati Utenza**

Classificazione architettonica	non integrato
Tecnologia moduli fotovoltaici	Tipo Q.Antum
Stima producibilità annua	KWh/KW 1.330,37
Stima superficie necessaria	mq/KW 5,96
Superficie disponibile pari a	mq 27.985,78
Energia prodotta annua	KWh 6.246.925,76
Consumo energia annuo	KWh 6.622.101,56



## 4.2 STIMA ATTENZIONE PER L'AMBIENTE

Quando si parla di energie rinnovabili si usa evidenziare il risparmio che un impianto di produzione di energia elettrica rende possibile in termini di mancata emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera e di petrolio che non viene bruciato per produrre la medesima quantità di energia elettrica tramite i combustibili fossili.

La quantità di CO<sub>2</sub> risparmiata viene indicata in chilogrammi, mentre per quanto riguarda il petrolio si usa indicare il risparmio in TEP, ovvero in Tonnellate di Petrolio Equivalente.

Per quanto riguarda la mancata emissione di CO<sub>2</sub>, bisogna considerare in che modo viene prodotta l'energia in Italia, ovvero il cosiddetto "mix energetico nazionale", il quale rappresenta le quote di produzione di energia per le varie tecnologie impiegate. Per il nostro Paese il fattore di conversione è pari a 0,44 tonnellate di CO<sub>2</sub> emesse per ogni MWh prodotto (Rapporto ambientale ENEL 2009).

Per il calcolo del petrolio non consumato viene usato il fattore di conversione energetico da MWh (elettrico) a TEP. Un TEP (tonnellata di petrolio equivalente) è definito come la quantità di energia che si libera dalla combustione di una tonnellata di petrolio, ovvero 0,187 TEP per ogni MWh prodotto (Delibera EEN 3/08).

Per una stima del risparmio conseguito dagli impianti fotovoltaici proposti, possiamo far riferimento ad un valore unitario, considerando un impianto fotovoltaico da 1 kW, che funzioni per i 14 anni stabiliti nel progetto. Un impianto nella regione Campania produce ogni anno circa 1.500 kWh ma assumendo come valore della produzione di 1.350 per ogni kW installato, quindi per 14 anni abbiamo:

$$1 \text{ (kW)} \times 1.350 \text{ (kWh/anno)} \times 14 \text{ (anni)} = 18.900 \text{ kWh} = 18,9 \text{ MWh (Megawattora)}$$

Quindi nelle ipotesi sopra riportate, con un impianto fotovoltaico da 1 kW si può valutare un risparmio in 8,32 tonnellate di CO<sub>2</sub> in meno immesse in atmosfera ( $18,9 \times 0,44$ ) e 3,53 tonnellate di petrolio equivalente (TEP) non bruciate ( $18,9 \times 0,187$ ).

Nel caso dell'impianto che viene proposto, avente una potenza di **kWp 4.695,60**, **si ottiene nei 14 anni del progetto un risparmio di:**

- **39.066 tonnellate di CO<sub>2</sub>** in meno immesse in atmosfera;
- **16.557 tonnellate di TEP** non bruciate;
- **47.921 tonnellate di SO<sub>2</sub>** in meno immesse in atmosfera;

- **43.484 tonnellate di NO<sub>x</sub>** in meno immesse in atmosfera;
- **2.129 tonnellate di Polveri** in meno immesse in atmosfera;

## **5 ENERGIA PRODOTTA**

La producibilità elettrica annua di un 1 KWp è stata considerata pari a 1.350 KWh/annuo. Tale produzione iniziale è riferita ad impianto ottimamente orientato ed installato su struttura fissa. Quindi un impianto di 4.695,60 KW di potenza equivale ad una produzione annua iniziale di 6.246.925,76 KWh. Questo è il dato utilizzato per la quantificazione dei ricavi necessari per l'analisi economico-finanziaria. E' da tenere presente che è stato previsto un decadimento di produzione medio dello 0,4 % a decorrere dal 1° anno.

Lo studio analitico preliminare di 140 siti del patrimonio edilizio EAV, esaminati per valutare la fattibilità di allocazione di pannelli fotovoltaici per la realizzazione degli impianti proposti, ha portato a individuarne **128** con esito positivo. I siti non ritenuti idonei di ulteriori indagini, sono stati ritenuti non significativi per la destinazione d'uso ipotizzata o con gravi problemi di ombreggiamento.

La producibilità elettrica annua di un 1 KWp è stata considerata pari a 1.350 KWh/annuo. Tale produzione iniziale è riferita ad impianto ottimamente orientato ed installato su struttura fissa. Quindi un impianto di **4.695,46 KW** di potenza equivale ad una produzione annua iniziale di **6.246.925,76 KWh**. Questo è il dato utilizzato per la quantificazione dei ricavi necessari per l'analisi economico-finanziaria. E' da tenere presente che è stato previsto un decadimento di produzione medio dello 0,4 % a decorrere dal 1° anno.

Le superfici utilizzabili sono tutte strutturalmente esistenti, coperture di fabbricati e/o pensiline, **per un'area complessiva di oltre m<sup>2</sup> 30.000**. I pannelli da installare **occuperanno una superficie di m<sup>2</sup> 27.985,78**.

**In quasi tutti i siti l'energia prodotta andrà a coprire l'energia consumata;**

Sulla base di queste valutazioni, si è potuto dedurre che mediamente oltre 85% dell'energia consumata sarà compensata dalla nuova produzione.



## 5.1 VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA

Anche dopo le tariffe del Conto Energia, l'impianto fotovoltaico permette di risparmiare il consumo di energia elettrica dalla rete. Una delle opportunità è produrre e autoconsumare elettricità **On Grid**.

La produzione di energia dall'impianto fotovoltaico, opportunamente dimensionato sui consumi elettrici dell'utenza, è:

- una fonte di risparmio attraverso la quota di energia auto-consumata
- una fonte di guadagno, con l'utilizzo del meccanismo dello Scambio sul Posto.

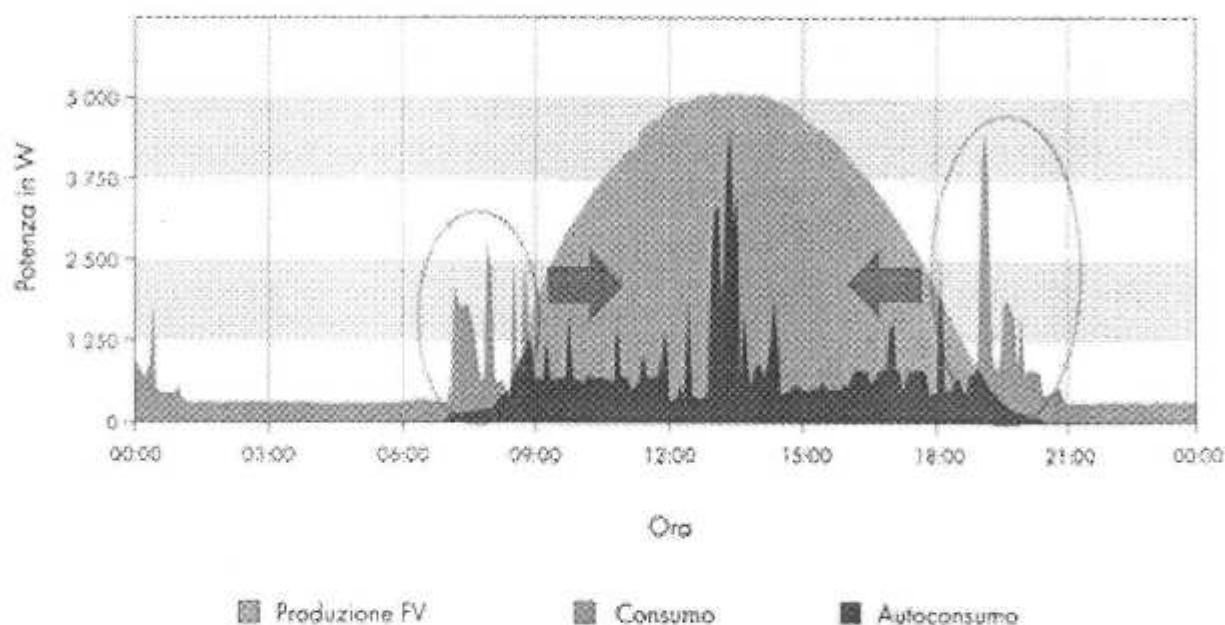
ne consegue che l'investimento iniziale dovrebbe essere ammortizzato in 6-8 anni. L'autoconsumo costituisce un risparmio dovuto alla riduzione della bolletta elettrica, in quanto consente di non acquistare dalla rete l'energia elettrica nella misura corrispondente all'energia autoconsumata. L'eventuale parte dell'energia elettrica prodotta e non autoconsumata può essere immessa in rete e quindi venduta al mercato o gestita in modalità di scambio sul posto.

### 5.1.1 Autoconsumo

Obiettivo della Miri srl con la rete di impianti fotovoltaici in proposta, è stato quello di **massimizzare la quota di autoconsumo in ogni sito prescelto al fine di migliorare sensibilmente la rendita** di ogni impianto fotovoltaico proposto. L'autoconsumo di energia solare è più conveniente rispetto alla tradizionale immissione in rete perché il prezzo di acquisto dell'energia dalla rete è maggiore del prezzo di vendita.

Si prevede, inoltre, di incrementare maggiormente l'autoconsumo anche a seguito dell'intervento di implementazione dell' **"Energy management"**, oggetto di altro intervento in proposta e descritto con apposita documentazione, il quale, lavorando in modo integrato e con opportune strategie di gestione intelligente dei consumi energetici e tramite apposito algoritmo, può permettere di gestire i carichi elettrici in modo da ottimizzare il profilo di consumo di ogni sito all'interno della fascia di produzione degli impianti fotovoltaici per aumentare proporzionalmente la quota di autoconsumo. Attivare, infatti, i maggiori utilizzatori elettrici negli orari di elevato irraggiamento, potrebbe fare aumentare la quota di autoconsumo anche fino a 10 punti percentuali in maggiorazione.

Così come rappresentato nel grafico sottoriportato, l'autoconsumo del giorno dovrà corrispondere possibilmente alla parte di energia consumata (blu) che si trova "all'interno" dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (grigio chiaro):



### 5.1.2 Scambio sul posto

Per rendere possibile lo scambio dell'energia elettrica con la rete di distribuzione e per calcolare l'energia prodotta o richiesta dal gestore, è necessario installare un misuratore per l'energia prodotta dall'impianto e un altro per l'energia non consumata direttamente e immessa in rete. La lettura di queste misurazioni rende possibile la regolazione dei rapporti economici con l'ente erogatore (**GSE**).

Lo Scambio sul Posto è regolato dalle Delibere dell'AEEG (Autorità Energia Elettrica e Gas) e gestito dal GSE (Gestore Servizi Elettrici). Dal primo gennaio 2013 è entrata in vigore una nuova Delibera che definisce le modalità di calcolo aggiornate dello Scambio sul Posto.

In sintesi si tratta di una particolare modalità di **valorizzazione dell'energia elettrica** che consente, al Soggetto Responsabile di un impianto, di realizzare una specifica forma di autoconsumo immettendo in rete l'energia elettrica prodotta ma

non direttamente autoconsumata, per poi prelevarla **in un momento differente** da quello in cui avviene la produzione.

Il sistema prevede l'erogazione, al Soggetto Responsabile dell'impianto, di una "**compensazione economica**" tra il valore dell'energia immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

Tramite l'attivazione di una convenzione, il GSE eroga su base annua, il "**contributo in conto scambio**", calcolato con la seguente formula:

**Scambio sul Posto da Gennaio 2013**

$$CS = \min[Oe; Cei] + Cusf \times Es$$

$Oe = PUN \times Ep$   
 $Cei = Pmz \times Ei$

**Potenza fino a 20kW**

 $Cusf = Cusf_{reti} + Cusf_{ogs}$

**Potenza > 20kW**

 $Cusf = Cusf_{reti} + \min[Cusf_{ogs}, \text{limite annuale}]$

Cusf reti, pari alla somma delle parti unitarie variabili delle tariffe di trasmissione, di distribuzione, dei corrispettivi di dispacciamento e delle componenti UC3 e UC6

Cusf ogs, pari alla somma delle componenti tariffarie riferite agli oneri generali di sistema A e UC, a eccezione delle componenti UC3 e UC6

Nei caso di impianti di taglia superiore ai 20 kW, il valore degli oneri di sistema complessivamente rimborsati è limitato superiormente attraverso l'introduzione del termine «limite annuale», calcolato per differenza tra un valore fissato annualmente dall'AEEG con successivi provvedimenti e il termine Cusf ogs, aggiornato periodicamente dall'AEEG stessa.

Questa formula apparentemente complessa, permette di calcolare il valore del contributo in conto scambio (CS), tenendo conto che:

<b>Oe</b>	onere energia prelevata
<b>Cei</b>	controvalore energia immessa
<b>PUN</b>	Prezzo Unitario Nazionale
<b>Pmz</b>	Prezzo Medio Zonale
<b>Ep</b>	Energia prelevata
<b>Ei</b>	Energia immessa

<b>Es</b>	Energia scambiata min [Ei; Ep]
<b>Cusf</b>	corrispettivo unitario forfettario

I corrispettivi forfettari sono individuati dall'Aeeg a titolo di rimborso per gli **oneri generali di sistema** (pagati in bolletta) mediamente sostenuti per l'utilizzo della rete elettrica. Gli oneri vengono commisurati alla potenza degli impianti ed alla fonte utilizzata, e sono da applicare limitatamente alla quantità di energia elettrica scambiata con la rete, quindi: a tutta l'energia prima immessa in rete e poi riprelevata dalla rete per i propri consumi. Il Termine Cus (determinato da due elementi) viene così ridefinito sulla base dei scaglioni che si raggiungono per la sola energia scambiata (Delibera 20 dicembre 2012 – 570/2012/R/efr).

Per gli impianti oltre 20 kWp si definisce, per una delle due porzioni del Cus, un valore limite che non può essere superato.

Infine il termine Oe (onere economico sostenuto dall'utente per l'acquisto di energia dalla rete) viene svincolato dal costo reale sostenuto sulla bolletta. Questo termine verrà calcolato mensilmente sulla base del Prezzo Unico Nazionale (**PUN**).

Questo cambiamento ha determinato un approccio diverso al **calcolo delle eccedenze**. Infatti, il PUN come valore in euro dell'energia al kWh è molto più simile al valore con cui si calcola il Cei. Accadrà molto più spesso che la quantità di energia immessa (e il suo valore economico) sarà superiore al valore economico dell'energia prelevata quindi sarà molto più probabile che **Cei risulti essere maggiore di Oe** e quindi vi sarà una **eccedenza**.

Tutte le letture, come detto, vengono fatte dal gestore di rete che comunica sistematicamente al GSE i dati di immissione e prelievo dell'utente dello scambio al fine di erogare il contributo in conto scambio dello scambio sul posto.

La delibera ha lo scopo, dicevamo, di semplificare alcuni meccanismi di conteggio dei rimborsi e dei contributi. Con l'aggiornamento del meccanismo dello scambio sul posto l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete dal proprio impianto fotovoltaico, già valorizzata ai prezzi di mercato, **viene rimborsata ora con corrispet-**

**tivi medi forfetari annualmente definiti e pubblicati annualmente dall'Autorità**

Questo meccanismo oltretutto **è rivalutabile**, cioè, allo aumentare dei costi dell'energia elettrica, dovrà necessariamente corrispondere un aumento dei termini specifici con cui si calcola il contributo in conto scambio.

Nel caso specifico in esame per come si è proceduti al dimensionamento degli impianti fotovoltaici e considerando l'obiettivo della massimizzazione della quota di autoconsumo il contributo dello scambio sul posto in termini economici rispetto al valore complessivo può essere trascurato.

### **5.1.3 Certificati bianchi**

Altra fonte di ricavo proveniente dalla rete di impianti fotovoltaici in proposta sono i **Certificati Bianchi**, chiamati anche Titoli di Efficienza Energetica (TEE), che valorizzano economicamente i risparmi energetici conseguiti tramite interventi e progetti innovativi, tra cui gli **impianti fotovoltaici fino a 20 KW**.

Il calcolo per la definizione dei TEE per impianti fotovoltaici è contenuto nella scheda T7, All. A della Delibera n.234/02 "Impiego di impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 20 kW". Tale scheda inoltre considera la durata media dei TEE pari a 5 anni.

il valore può essere riassunto secondo il seguente calcolo :

$$(Kwp \times Hqe \times K1 \times 0,187) / 1.000$$

dove :

- Kwp è la potenza dell'impianto
- Hqe è il numero di ore annue equivalenti indicate in una tabella data. Valore variabile in base alla città in cui si trova l'impianto fv (ad es: per Milano è 1.282, per Roma è 1.567, per Agrigento è 1852).
- è un coefficiente che varia in base all'inclinazione dei moduli fotovoltaici. Se l'inclinazione è meno di 70°, K1 è uguale a 1. In genere l'inclinazione dei moduli sul tetto è di circa 30 gradi.



Fascia solare	Province	$h_{es}$ [h/anno]
1	Alessandria, Aosta, Arezzo, Asti, Belluno, Bergamo, Biella, Bolzano, Como, Cuneo, Gorizia, Lecco, Lodi, Mantova, Milano, Novara, Padova, Pavia, Pistoia, Pordenone, Prato, Torino, Trieste, Udine, Varese, Verbania, Vercelli, Verona, Vicenza	1282
2	Ancona, Aquila, Ascoli, Bologna, Brescia, Cremona, Ferrara, Firenze, Forlì, Genova, Isernia, La Spezia, Lucca, Massa C., Modena, Parma, Perugia, Pesaro, Piacenza, Ravenna, Reggio Emilia, Rieti, Rimini, Rovigo, Salerno, Savona, Siena, Sondrio, Teramo, Terni, Trento, Treviso, Venezia, Viterbo	1424
3	Avellino, Benevento, Cagliari, Campobasso, Chieti, Foggia, Frosinone, Grosseto, Imperia, Livorno, Macerata, Matera, Pescara, Pisa, Potenza, Roma	1567
4	Bari, Brindisi, Caserta, Catanzaro, Crotone, Latina, Lecce, Messina, Napoli, Nuoro, Oristano, Reggio Calabria, Sassari, Taranto, Vibo Valenzia	1709
5	Agrigento, Caltanissetta, Catania, Cosenza, Enna, Palermo, Ragusa, Siracusa, Trapani	1852

Esemplificando, per un impianto fotovoltaico da 5 Kw realizzato ad Agrigento il numero di TEP lordi risparmiati viene così calcolato:

$$(5 \times 1.852 \times 1 \times 0,187) / 1.000 = 1,73 \text{ TEP}$$

Se ogni TEP equivale ad un certificato bianco ed ogni certificato sul mercato vale mediamente 105 euro, l'impianto fotovoltaico da 5 Kw installato ad Agrigento può remunerare poco più di 180 euro/anno lordi (cioè:  $105 \times 1,73$ ).

(Fonte: scheda tecnica n.7T – all.A – Dclib. n.234/02 e successive modifiche: “Impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica inferiore ai 20 KW”).

I Certificati Bianchi sono cumulabili con il beneficio dell'autoconsumo (mancato acquisto di energia elettrica) e con il contributo in Scambio sul Posto, regime previsto per gli impianti fotovoltaici oggetto della presente proposta, per cui in caso di realizzazione, la società, potrà richiedere al GSE, il riconoscimento dei TEE prodotti dai propri impianti e venderli sul mercato elettrico. Il valore economico dei TEE derivanti dagli impianti fotovoltaici oggetto della presente proposta sono riportati ed indicati nel Piano Economico-Finanziario Generale.



## 5.2 TABELLA ENERGIA E CONSUMI ANNUALE

Anno	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Energia e consumi</b>														
<b>Energia prodotta (KWh)</b>		<b>6.246.885,37</b>	<b>6.221.897,83</b>	<b>6.197.010,24</b>	<b>6.172.222,20</b>	<b>6.147.533,31</b>	<b>6.122.943,17</b>	<b>6.098.451,40</b>	<b>6.074.057,60</b>	<b>6.049.761,37</b>	<b>6.025.562,32</b>	<b>6.001.460,07</b>	<b>5.977.454,23</b>	<b>5.953.544,41</b>
Energia immessa (KWh)		286.993,97	262.006,43	237.118,84	212.330,80	187.641,91	163.051,77	138.560,00	114.166,20	89.869,97	65.670,92	41.568,67	17.562,83	0,00
Energia autoconsumata (KWh)		5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.953.544,41
<b>Energia consumata (KWh)</b>		<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>	<b>6.622.101,56</b>
Energia autoconsumata (KWh)		5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.959.891,40	5.953.544,41
Energia prelevata (KWh)		662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	662.210,16	668.557,15

## 6 CRONOPROGRAMMA LAVORI

Uno degli obiettivi del cronoprogramma è quello di determinare i tempi di esecuzione dei lavori.

Dai calcoli effettuati è risultato che per la completa esecuzione dei lavori sono necessari 12 mesi naturali e consecutivi con 1 mese di progettazione esecutivo (partendo dai dati di progetto già calcolati per la redazione degli studi di fattibilità del project financing)

Subito dopo le definizioni contrattuali, sarà elaborato un programma dettagliato di intervento nei tempi previsti analizzando per tutti i siti le strategie operative migliori da adottare per il rispetto di quanto ipotizzato.

### PROGETTAZIONE

CRONOPROGRAMMA	Tempo di ultimazione	Mesi											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>RILIEVI E PROGETTAZIONE</b>	<b>30gg</b>												

### LAVORI

CRONOPROGRAMMA	Tempo di ultimazione	Anno													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
<b>REALIZZAZIONE IMPIANTI</b>	<b>12 mesi</b>														

## 7 ALLEGATI

Allegato 1 – Tabella riepilogativa produzione fotovoltaica per 128 siti EAV

Allegato 2 – esempio tipologico di progettazione preliminare eseguita - stazione POMPEI MOREGINE

Allegato 3 - Caratteristiche minime dei moduli fotovoltaici proposti

Allegato 4 - Definizioni

# ALLEGATO 1

PROG.	CODICE	SITO	CONSUMO ENERGETICO [kWh/anno]	Pot. Unitaria Modulo [W]	n. moduli	n. stringhe	n. moduli stringa	Potenza Im- pianto [Wp]	Energia prodot- ta [kWh]	kWh/kW	Sup. pan- nelli [mq]	Rapporto Tra Energia consumata e prodotta %	azimut	tilt
1	1	NAPOLI GIANTURCO	32.278,00	280	70	7	10	19.600,00	29.870,00	1.523,98	116,90	92,54	47	30
2	2	NAPOLI - VIA SV RAVIONCELLO	36.849,00	280	110	11	10	30.800,00	37.576,00	1.220,00	183,70	101,97	0	10
3		POZZUOLI - VIA Gerolomini	14.518,00	280	70	7	10	19.600,00	23.912,00	1.220,00	116,90	164,71	0	30
4	4	SANTA MARIA DEL POZZO	21.716,00	280	49	7	7	13.720,00	21.100,00	1.537,90	81,83	97,16	0	30
5		MARIGLIANO - Via Somma	24.596,00	280	64	8	8	17.920,00	28.350,00	1.582,03	106,88	115,26	26	30
6	6	PORTICI VIA LIBERTA'	32.721,00	280	64	8	8	17.920,00	26.570,00	1.482,70	106,88	81,20	29	10
7	7	ERCOLANO SCAVI	94.693,00	280	198	22	9	55.440,00	89.460,00	1.613,64	330,66	94,47	0	30
8	8	ERCOLANO MIGLIO D'ORO	6.141,00	280	45	9	5	12.600,00	15.372,00	1.220,00	75,15	250,32	0	30
9	9	TORRE DEL GRECO	13.068,08	280	70	7	10	19.600,00	23.912,00	1.220,00	116,90	182,98	0	10
10	10	TORRE DEL GRECO-VIA S.ANTONIO	21.683,00	280	70	7	10	19.600,00	23.912,00	1.220,00	116,90	110,28	0	10
11	11	TORRE DEL GRECO -VIA DEL MONTE	9.049,08	280	35	5	7	9.800,00	11.956,00	1.220,00	58,45	132,12	0	10
12	12	TORRE DEL GRECO -VIA DEI MONACI	13.503,00	280	40	4	10	11.200,00	15.120,00	1.350,00	66,80	111,98	0	10
13	13	TORRE DEL GRECO -VILLA DELLE GINESTRE	17.318,52	280	63	7	9	17.640,00	23.818,00	1.350,23	105,21	137,53	0	10
14	14	BRUSCIANO - Via Somma	17.906,00	280	70	7	10	19.600,00	26.442,00	1.349,08	116,90	147,67	32	0
15	15	TORRE DEL GRECO - VIA VIULI	15.109,00	280	40	5	8	11.200,00	15.120,00	1.350,00	66,80	100,07	0	0
16	16	POMPEI SCAVI	56.985,00	280	70	7	10	19.600,00	25.480,00	1.300,00	116,90	44,71	0	10
17	17	POMPEI -MOREGINE	81.492,00	280	230	23	10	64.400,00	97.590,00	1.515,37	384,10	119,75	18	0
18	19	CASTELLAMMARE -PIOPPAINO	57.959,00	280	70	7	10	19.600,00	26.452,00	1.349,59	116,90	45,64	0	0
19	20	CASTELLAMMARE -VIA NOCERA	8.360,00	280	45	9	5	12.600,00	16.662,00	1.322,38	75,15	199,31	0	0
20	23	SCRAJO	59.856,00	280	162	18	9	45.360,00	63.450,00	1.398,81	270,54	106,00	30	0
21		POZZUOLI - Via Esposito Aristi	15.479,00	280	50	10	5	14.000,00	18.925,00	1.351,79	83,50	122,26	0	0
22	25	SORRENTO	80.165,00	280	245	35	7	68.600,00	83.692,00	1.220,00	409,15	104,40	0	0
23	26	PONTICELLI	33.226,00	280	70	7	10	19.600,00	27.262,00	1.390,92	116,90	82,05	0	0
24	27	POZZUOLI - Via Sacchini	17.841,00	280	70	7	10	19.600,00	23.912,00	1.220,00	116,90	134,03	0	0
25	28	POLLENA	34.116,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	77,56	0	0
26	29	POLLENA-GUINDAZZI	10.694,00	280	40	8	5	11.200,00	13.664,00	1.220,00	66,80	127,77	0	0
27	30	SOMMA VESUVIANA - MERCATO VECCHIO	11.461,00	280	50	10	5	14.000,00	18.900,00	1.350,00	83,50	164,91	0	0
28		SANTANASTASIA - VIA ROCCO CECILIO	11.705,00	280	44	11	4	12.320,00	17.034,00	1.382,63	73,48	145,53	0	0
29	32	SAN GIUSEPPE - CASILLI	14.400,00	280	44	11	4	12.320,00	16.856,00	1.368,18	73,48	117,06	0	0
30	33	TERZIGNO	36.799,00	280	70	7	10	19.600,00	26.843,00	1.369,54	116,90	72,94	0	0
31	34	FLOCCO	15.421,00	280	40	10	4	11.200,00	16.493,00	1.472,59	66,80	106,95	0	10
32	37	POMPEI SANTUARIO	63.306,00	280	147	21	7	41.160,00	59.690,00	1.450,19	245,49	94,29	0	10
33	38	SCAFATI	40.088,00	280	98	14	7	27.440,00	39.840,00	1.451,90	163,66	99,38	0	10
34	39	SCAFATI - SAN PIETRO	20.720,00	280	42	7	6	11.760,00	16.899,00	1.436,99	70,14	81,56	30	10
35	40	BOSCOREALE - VIA CANGIANI	14.441,00	280	70	7	10	19.600,00	23.912,00	1.220,00	116,90	165,58	0	10



36	41	POGGIOMARINO	26.689,00	280	70	7	10	19.600,00	28.370,00	1.447,45	116,90	106,30	3	15
37	42	STRIANO	36.166,00	280	70	7	10	19.600,00	26.340,00	1.343,88	116,90	72,83	0	10
38	44	BOTTEGHELLE	38.557,00	280	120	12	10	33.600,00	50.470,00	1.502,08	200,40	130,90	0	10
39	45	NAPOLI - Officina San Gv	203.762,00	280	540	60	9	151.200,00	204.120,00	1.350,00	901,80	100,18		
40	46	SALICE	4.880,00	280	70	7	10	19.600,00	26.893,00	1.372,09	116,90	551,09	0	0
41		NAPOLI-Off Pascone	30.902,00	280	70	7	10	19.600,00	26.893,00	1.372,09	116,90	87,03		
42	47	LA PIGNA	34.640,00	280	99	11	9	27.720,00	38.030,00	1.371,93	165,33	109,79	-7	0
43	48	TALONA	29.677,00	280	70	7	10	19.600,00	26.861,00	1.370,46	116,90	90,51	-7	0
44	49	PARCO PIEMONTE	67.385,00	280	224	28	8	62.720,00	76.894,72	1.226,00	374,08	114,11	-7	0
45	50	PRATOLA PONTE	31.133,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	84,99	-7	0
46	51	POMIGLIANO D'ARCO	87.290,40	280	234	26	9	65.520,00	88.452,00	1.350,00	390,78	101,33	-14	0
47	54	CASTELCISTERNA	94.371,00	280	250	25	10	70.000,00	93.620,00	1.337,43	417,50	99,20	45	0
48	55	BRUSCIANO	114.240,00	280	315	35	9	88.200,00	117.870,00	1.336,39	526,05	103,18	45	0
49	56	DE RUGGIERO	149.976,00	280	495	55	9	138.600,00	169.092,00	1.220,00	826,65	112,75	45	0
50	57	VIA VITTORIO VENETO/MARIGLIANELLA	39.772,00	280	130	13	10	36.400,00	48.320,00	1.327,47	217,10	121,49	40	0
51	58	MARIGLIANO	126.900,00	280	350	35	10	98.000,00	132.300,00	1.350,00	584,50	104,26	40	0
52	59	SAN VITALIANO	171.336,00	280	350	35	10	98.000,00	132.300,00	1.350,00	584,50	77,22	40	0
53	60	SCISCIANO	146.595,00	280	390	39	10	109.200,00	147.420,00	1.350,00	651,30	100,56	45	0
54	61	SAVIANO	11.972,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	221,02	0	10
55	62	NOLA	93.492,00	280	270	30	9	75.600,00	102.060,00	1.350,00	450,90	109,16	0	10
56	63	CIMITILE	34.112,00	280	96	12	8	26.880,00	36.288,00	1.350,00	160,32	106,38	0	10
57	64	CAMPOSANO	17.378,00	280	48	6	8	13.440,00	18.144,00	1.350,00	80,16	104,41	0	10
58	65	CICCIANO	30.729,00	280	70	7	10	19.600,00	27.050,00	1.380,10	116,90	88,03	0	10
59	66	ROCCARAINOLA	37.108,00	280	104	13	8	29.120,00	39.312,00	1.350,00	173,68	105,94	0	10
60	67	AVELLA	16.596,00	280	48	6	8	13.440,00	18.144,00	1.350,00	80,16	109,33	0	10
61	68	BAIANO	42.252,00	280	117	13	9	32.760,00	44.226,00	1.350,00	195,39	104,67	0	0
62	74	PISANI	17.044,00	280	56	7	8	15.680,00	23.263,00	1.483,61	93,52	136,49	34	10
63	76	QUARTO OFFICINA	11.738,00	280	45	5	9	12.600,00	15.120,00	1.200,00	75,15	128,81	-7	10
64	77	MARINA DI LICOLA	6.064,00	280	27	3	9	7.560,00	9.676,80	1.280,00	45,09	159,58	-4	10
65	78	CORSO V. EMANUELE	29.670,12	280	70	7	10	19.600,00	28.750,00	1.466,84	116,90	96,90	0	10
66	82	S.ANGELO IN FORMIS	10.687,00	280	32	4	8	8.960,00	11.200,00	1.250,00	53,44	104,80	26	15
67	83	TRIFLISCO	9.423,00	280	40	4	10	11.200,00	15.878,00	1.417,68	66,80	168,50	0	10
68	84	PONTELATONE	1.546,00	280	6	1	6	1.680,00	2.150,40	1.280,00	10,02	139,09	35	10
69	85	PIANA DI M.VERNA	11.046,00	280	40	4	10	11.200,00	13.440,00	1.200,00	66,80	121,67	26	15
70	86	CAIAZZO	10.735,00	280	36	4	9	10.080,00	12.499,20	1.240,00	60,12	116,43	24	15
71		CASTELLAMMARE DI STABIA Funivia	28.468,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	92,95	0	0
72	88	ALVIGNANO	7.980,36	280	27	3	9	7.560,00	10.206,00	1.350,00	45,09	127,89	26	15
73	89	S.MARCO	1.913,00	280	9	1	9	2.520,00	3.074,40	1.220,00	15,03	160,71	26	15
74	90	DRAGONI	13.674,00	280	40	5	8	11.200,00	15.120,00	1.350,00	66,80	110,57	26	15
75	91	ALIFE	12.559,00	280	44	4	11	12.320,00	16.632,00	1.350,00	73,48	132,43	26	15
76	92	PIEDIMONTE MATESE	219.534,00	280	594	66	9	166.320,00	224.532,00	1.350,00	991,98	102,28	0	0
77	93	S.FELICE A CANCELLO	11.311,00	280	50	5	10	14.000,00	16.800,00	1.200,00	83,50	148,53	36	30



78	95	ARPAIA -AIROLA	21.165,00	280	70	7	10	19.600,00	24.892,00	1.270,00	116,90	117,61	0	10
79	96	ROTONDI	2.062,00	280	9	1	9	2.520,00	3.024,00	1.200,00	15,03	146,65	28	15
80	97	CERVINARA	15.552,00	280	70	7	10	19.600,00	24.304,00	1.240,00	116,90	156,28	4	10
81	98	S.MARTINO -MONTESARCHIO	47.524,00	280	104	13	8	29.120,00	39.661,44	1.362,00	173,68	83,46	26	15
82	99	TUFARA VALLE	13.713,00	280	40	4	10	11.200,00	13.888,00	1.240,00	66,80	101,28	0	10
83	100	BENEVENTO	13.529,00	280	42	6	7	11.760,00	13.759,20	1.170,00	70,14	101,70	0	10
84	101	PISCINOLA	39.770,00	280	120	12	10	33.600,00	42.336,00	1.260,00	200,40	106,45	0	10
85	102	GIUGLIANO	60.259,00	280	180	18	10	50.400,00	65.520,00	1.300,00	300,60	108,73	0	0
86	103	DEPOSITO EAV BUS -AGNANO	670.863,00	280	711	79	9	199.080,00	269.800,00	1.355,23	1187,37	40,22	-24	0
87	104	DEPOSITO EAV BUS -TORRE ANNUNZIATA	161.741,00	280	600	60	10	168.000,00	204.960,00	1.220,00	1002,00	126,72	0	0
88	105	DEPOSITO EAV BUS -COMIZIANO	299.765,00	280	800	80	10	224.000,00	302.400,00	1.350,00	1336,00	100,88	-8	10
89	106	OTTAVIANO	40.364,00	280	108	12	9	30.240,00	40.824,00	1.350,00	180,36	101,14	0	10
90	107	MADONNA DELL'ARCO	10.773,00	280	60	6	10	16.800,00	21.168,00	1.260,00	100,20	196,49	0	10
91	108	SAN GIORGIO CAVALLI DI BRONZO	15.780,00	280	42	7	6	11.760,00	15.876,00	1.350,00	70,14	100,61	0	10
92	109	SOCCAVO	90.896,00	280	90	9	10	25.200,00	34.020,00	1.350,00	150,30	37,43	0	10
93	110	RIONE TRIESTE	14.570,00	280	44	4	11	12.320,00	15.769,60	1.280,00	73,48	108,23	0	10
94	111	OFFICINE CIRCUMVESUVIANA	117.648,00	280	450	45	10	126.000,00	157.500,00	1.250,00	751,50	133,87	0	10
95	112	S. ANASTASIA	26.456,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	100,02	0	10
96	113	TORRE ANNUNZIATA	169.398,00	280	451	41	11	126.280,00	170.478,00	1.350,00	753,17	100,64	0	10
97	114	SOMMA VESUVIANA	72.684,00	280	154	14	11	43.120,00	58.212,00	1.350,00	257,18	80,09	0	10
98	115	CASTELLAMMARE DI STABIA	18.669,00	280	70	7	10	19.600,00	23.520,00	1.200,00	116,90	125,98	0	10
99	116	S. GIUSEPPE VESUVIANO - Trieste e Trento	56.884,00	280	140	14	10	39.200,00	52.920,00	1.350,00	233,80	93,03	0	10
100	117	S. AGNELLO	15.144,00	280	70	7	10	19.600,00	24.304,00	1.240,00	116,90	160,49	0	10
101	118	VICO EQUENSE	86.009,00	280	180	20	9	50.400,00	68.040,00	1.350,00	300,60	79,11	0	10
102	119	PIANO DI SORRENTO	53.953,00	280	150	15	10	42.000,00	56.700,00	1.350,00	250,50	105,09	0	10
103	120	S. VALENTINO	41.334,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	64,02	0	10
104	121	S.GIORGIO A CREMANO	24.560,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	107,74	0	10
105	122	ACERRA	149.641,00	280	300	30	10	84.000,00	113.400,00	1.350,00	501,00	75,78	0	10
106	123	CASALNUOVO	52.630,00	280	160	16	10	44.800,00	55.552,00	1.240,00	267,20	105,55	0	10
107	124	TORRE GAVETA	31.223,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	84,75	0	10
108	125	PIANURA	138.484,00	280	240	30	8	67.200,00	90.720,00	1.350,00	400,80	65,51	0	10
109	126	FUSARO	29.358,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	90,13	0	10
110	127	EDENLANDIA	23.081,00	280	70	7	10	19.600,00	24.304,00	1.240,00	116,90	105,30	0	10
111	128	GROTTA DEL SOLE	27.881,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	94,90	0	10
112		TORRE ANNUNZIATA - Via Boselli	11.330,00	280	70	7	10	19.600,00	24.892,00	1.270,00	116,90	219,70	0	10
113	130	ANFITEATRO (METROCAMPANIA NORD -EST)	11.812,00	280	30	3	10	8.400,00	11.340,00	1.350,00	50,10	96,00	0	10
114		SANTA MARIA A VICO - SS Appia	10.612,00	280	70	7	10	19.600,00	23.520,00	1.200,00	116,90	221,64	0	10
115	132	LA TRENCIA	59.176,00	280	160	16	10	44.800,00	59.360,00	1.325,00	267,20	100,31	0	10
116	133	LUCRINO	19.544,00	280	54	6	9	15.120,00	20.412,00	1.350,00	90,18	104,44	0	10
117	134	DEP. EAV - VIA G.FERRARIS	172.200,00	280	450	45	10	126.000,00	170.100,00	1.350,00	751,50	98,78	0	10
118	135	META DI SORRENTO	70.170,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	37,71	0	10
119	136	BOSCOREALE	46.070,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	57,43	0	10

120		POZZUOLI - VIA FASANO NICOLA, 130	11.876,00	280	70	7	10	19.600,00	23.520,00	1.200,00	116,90	198,05	0	10
121	138	QUARTO - Via Matteotti	33.131,00	280	90	10	9	25.200,00	33.516,00	1.330,00	150,30	101,16	0	10
122	139	SANTANASTASIA - Piazza Cattaneo	27.226,00	280	70	7	10	19.600,00	26.460,00	1.350,00	116,90	97,19	0	10
123		NAPOLI - Via Antonio Gramsci	27.868,00	280	70	7	10	19.600,00	25.480,00	1.300,00	116,90	91,43	0	10
124		SOMMA VESUVIANA - Via Pigna	17.559,00	280	70	7	10	19.600,00	24.696,00	1.260,00	116,90	140,65	0	10
125	142	PALASPORT	82.686,00	280	170	17	10	47.600,00	63.308,00	1.330,00	283,90	76,56	5	10
126		CAPUA - Piazzale Stazione	17.036,00	280	70	7	10	19.600,00	24.892,00	1.270,00	116,90	146,11	32	10
127	144	MOSTRA (P.le Tecchio - NA)	127.784,00	280	400	40	10	112.000,00	138.880,00	1.240,00	668,00	108,68	0	10
128	145	S. MARIA A VICO	45.693,00	280	130	13	10	36.400,00	47.320,00	1.300,00	217,10	103,56	0	10



## **ALL.2 - ESEMPIO TIPOLOGICO DI PROGETTAZIONE PRELIMINARE ESEGUITA - STAZIONE POMPEI MOREGINE**

*Informazioni di base*

Indirizzo: Via Ponte Nuovo – Pompei (NA)

Coordinate:

Latitudine 40° 44' 17.57" N

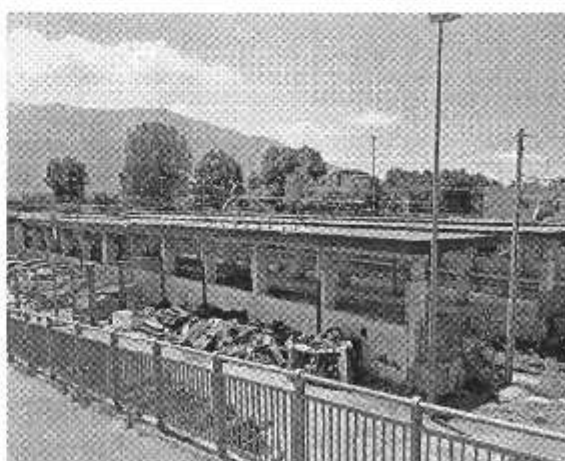
Longitudine 14° 29' 06.29" E



*Inquadramento aerofotogrammetrico*

*Descrizione del sito*

Le superfici disponibili per il generatore fotovoltaico sono costituite dalla copertura del fabbricato viaggiatori e da n.3 pensiline lunghe circa 120 metri. Il solaio di copertura del fabbricato e le pensiline sono completamente libere e in discreto stato. Non sono presenti elementi ombreggianti importanti che possono ridurre la produttività.



La soluzione tecnica ottimale per minimizzare i costi e tempi è costituita da un unico generatore composto da n.23 stringhe da 10 pannelli ciascuna per un totale di 230 pannelli. I pannelli utilizzati saranno orientati con **azimut -18°** ed **inclinazione (tilt) 10°**.

Adottando dei moduli fotovoltaici da 280W del tipo **Q.ANTUM Q.PLUS-G4 280W** l'impianto avrà una potenza totale di **64.400 Wp**.

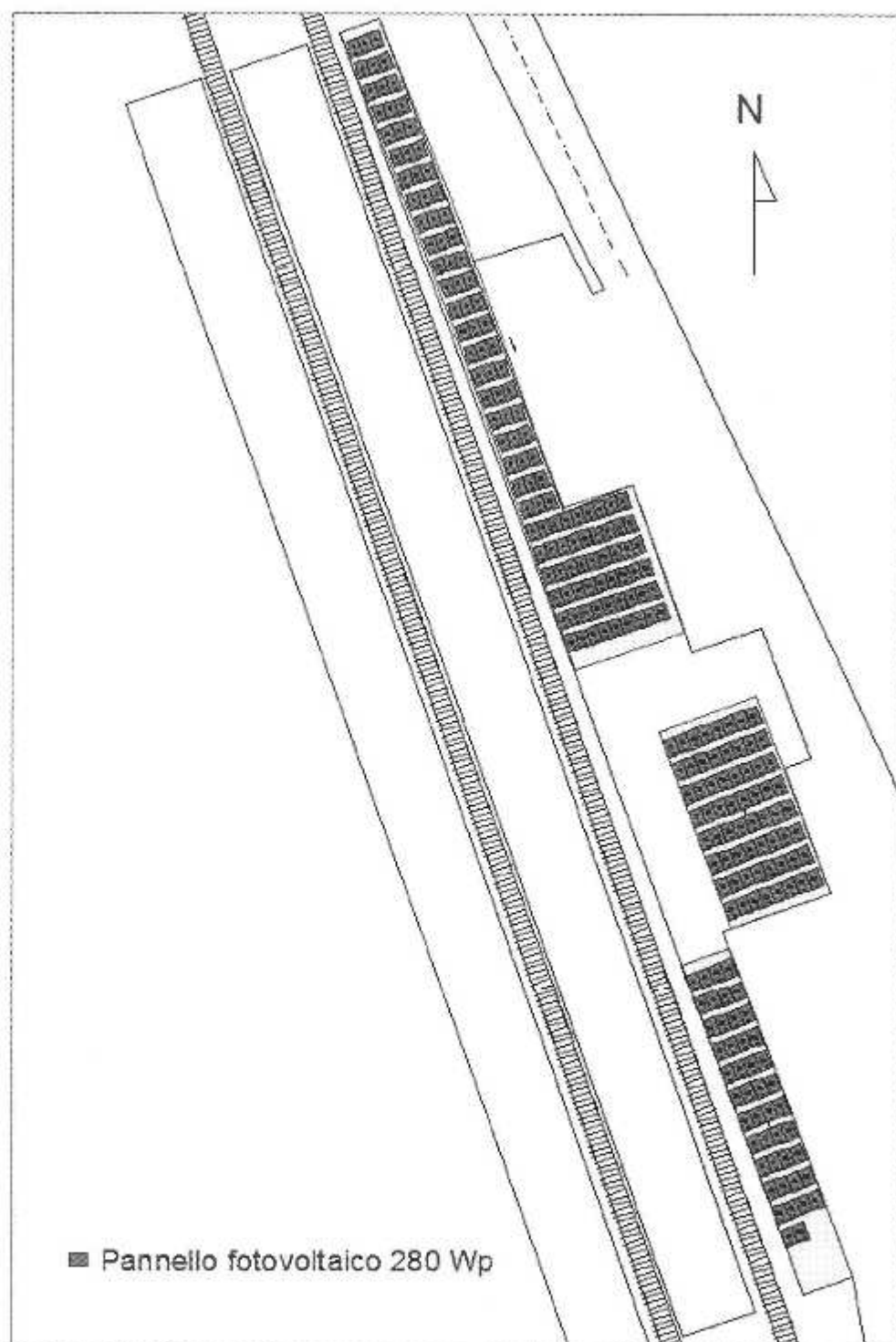
Le stringhe saranno collegate ad uno o più inverter trifase di idonea potenza (compresa tra il 70% e il 120% della potenza di picco del campo fotovoltaico).

L'energia stimata prodotta dall'impianto è di circa **97.590 kWh**, l'irradiazione solare annua sul piano dei moduli risulta pari a **1.591,16 kWh/m²**.

#### **Tabella riepilogativa parametri di impianto**

<b>Caratteristica</b>	<b>Valore</b>	<b>Note</b>
Superfici disponibili	Tetto fabb. stazione 164 m² Pensilina di stazione 438 m²	Tot. sup. utilizzata 602m² (c'è un'ulteriore superficie disponibile di circa 400mq)
Tecnologia impiegata	Q.Antum	Modulo tipo Q.ANTUM Q.PLUS-G4 280W
Tipologia pannello	Cornice in lega di alluminio anodizzato, vetro con tecnologia antiriflesso	
Caratteristiche Pannello	Dimensioni 1670x1000x32mm	Peso tot. pannello 18,8 kg Peso con struttura di sostegno circa 26 kg/mq
Efficienza	16,8%	
Inclinazione e orientamento pannelli	Azimut -18° Inclinazione pannelli (tilt) 10°	
Potenza installata	64.400 Wp	
Produzione Energia stimata	97.590 kWh	
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1517,16 kWh/m²	
Coefficiente di ombreggiamento	0,95	In funzione della morfologia del luogo
Albedo medio annuo	0,10	Plus di radiazioni dovuto alle superfici della zona in cui è inserito l'impianto

Grado di integrazione	Impianto fotovoltaico su edificio	
Manutenzione	Semestrale	Pulizia pannelli e controllo integrità struttura di sostegno e fissaggio
Interventi necessari	Verifica impermeabilizzazione	



## ALL. 3 CARATTERISTICHE MINIME DEI MODULI FOTOVOLTAICI PROPOSTI



Il nuovo modulo ad alte prestazioni **Q.PLUS-G4** è la soluzione ideale per tutte le applicazioni, grazie all'innovativa tecnologia delle celle **Q.ANTUM**. Il design di queste celle, che ha fatto segnare record mondiali, è stato sviluppato per raggiungere migliori prestazioni in condizioni reali di funzionamento – tanto in caso di minima intensità dei raggi solari, quanto nelle calde giornate estive.



**TECNOLOGIA DELLE CELLE Q.ANTUM. BASSI COSTI DI PRODUZIONE ENERGETICA**  
Maggior rendimento in rapporto alla superficie e costi BOS inferiori grazie a classi di potenza maggiori e ad un'efficienza fino al 17,1 %.



**TECNOLOGIA INNOVATIVA PER OGNI CONDIZIONE ATMOSFERICA**  
Ottime rendimenti in qualsiasi condizione atmosferica grazie al particolare comportamento in condizioni di scarso irradiazione e alta temperatura.



**LIVELLI DI EFFICIENZA COSTANTI**  
Sicurezza di rendimento a lungo termine grazie alla tecnologia anti PID\*, Hot-Spot Protect e Traceable Quality Tra.Q™.



**TELA ELEGANTE E DI QUALITÀ**  
Tela in lega di alluminio high-tech, certificata come altamente resistente a neve (5400 Pa) e vento (4000 Pa).



**RIDUZIONE MASSIMA DEI COSTI**  
Fino al 10 % di risparmio sui costi di logistica grazie ad un maggiore numero di moduli per cartone.



**ELETTRONICA SICURA**  
Protezione contro danni derivanti da cortocircuiti, surriscaldamento e perdite di rendimento dovute al calore grazie ad una scatola di connessione trasparente e cavi saldati direttamente ai circuiti.



**SICUREZZA DI INVESTIMENTO**  
12 anni di garanzia sul prodotto, inclusa una garanzia biennale di 25 anni sulle prestazioni†.

### LA SOLUZIONE IDEALE PER:

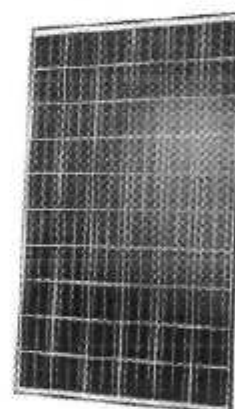


Impianti sul tetto  
di residenze private



Impianti utility  
basilicati connessi  
alla rete elettrica

Engineered in Germany



\* Condizioni di test: irradianza 1000W/m², temperatura ambiente 25°C, 1000h.

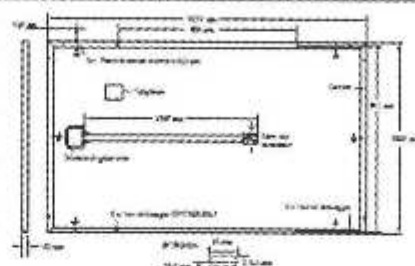
† Per ulteriori informazioni consultare il sito di questa scheda tecnica.

**Q CELLS**



### SPECIFICHE MECCANICHE

Dimensioni	1570 mm x 1000 mm x 22 mm (dimensioni nominali)
Peso	15,8 kg
Lame metalliche	3,2 mm in lamiere di zinco laccate con tecnologia anti-riflesso
Lame portanti	Alumina rinforzata
Carrozze	Largo di alluminio anodizzato
Celli	6 x 20 celle 6,45/758 mm
Scatole di giunzione	100 mm x 125 mm x 20 mm Protezione IP67, con 3 livelli di sigillatura
Salva	Galv. nichel A mm <sup>2</sup> / 1 x 1.000 mm, 1 x 1.000 mm
Struttura	Tipo PVA, IP68

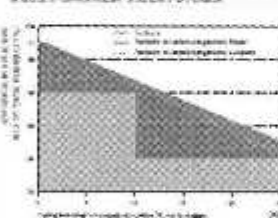


### SPECIFICHE ELETTRICHE

SOLARI DI PRESTAZIONE		270	275	280
PRESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI DI PRIMA SCELTA (STC) (CAPACITÀ DI TOLLERANZA +5 W/+3 W)				
Produzione a MPPT	$P_{max}$ (W)	270	275	280
Corrente di cortocircuito	$I_{sc}$ (A)	9,43	9,49	9,55
Tensione a vuoto	$V_{oc}$ (V)	35,85	36,30	36,54
Corrente del MPPT	$I_{mp}$ (A)	8,84	8,91	8,99
Tensione del MPPT	$V_{mp}$ (V)	30,53	30,85	31,16
Efficienza	$\eta$ (%)	216,2	218,5	220,8
PRESTAZIONE MINIMA IN CONDIZIONI DI NORMALE CONDIZIONE (NOCT)				
Produzione a MPPT	$P_{max}$ (W)	200,2	203,9	207,6
Corrente di cortocircuito	$I_{sc}$ (A)	7,60	7,65	7,70
Tensione a vuoto	$V_{oc}$ (V)	34,26	34,70	35,00
Corrente del MPPT	$I_{mp}$ (A)	6,93	6,99	7,05
Tensione del MPPT	$V_{mp}$ (V)	29,29	29,17	29,40

STC: irradianza 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura dell'aria 25 °C, umidità relativa 50%  
NOCT: irradianza di riferimento 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura dell'aria 45 °C, umidità relativa 100%  
STC: irradianza 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura dell'aria 25 °C, umidità relativa 50%  
NOCT: irradianza di riferimento 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura dell'aria 45 °C, umidità relativa 100%

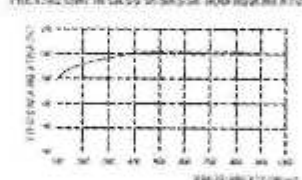
### GARANZIA SULLA POTENZA



Il pannello garantisce una potenza di almeno 80% della potenza nominale dopo 25 anni.  
Dopo 10 anni, la potenza nominale sarà almeno 92%.  
Dopo 25 anni, la potenza nominale sarà almeno 80%.

La garanzia sulla potenza è valida per i pannelli installati in condizioni normali di funzionamento. La garanzia non si applica ai pannelli installati in condizioni di funzionamento non normali.

### PRESTAZIONE IN CASO DI BASSA IRRADIAZIONE



La caratteristica di potenza del modulo è di tipo "A" (vedi anche il datasheet).

### COEFFICIENTI DI TEMPERATURA IN CONDIZIONI STANDARD

Coefficiente di temperatura di $I_{sc}$	$\alpha$ (1/K)	+0,04	Coefficiente di temperatura di $V_{oc}$	$\beta$ (1/K)	-0,29
Coefficiente di temperatura di $P_{max}$	$\gamma$ (1/K)	-0,44	Normal Operating Cell Temperature	NOCT (°C)	45

### SPECIFICHE PER L'INTEGRAZIONE DEL SISTEMA

Tensione massima di sistema	$V_{max}$ (V)	1000	Classe di protezione	II
Massima corrente massima	$I_{max}$ (A)	20	Resistenza ignifuga	C
Tolleranza di tensione (IEC 60361)	(%)	±0,5%	Temperatura del modulo durante la fase di funzionamento normale	-40 °C - +85 °C

### RICONOSCIMENTI E CERTIFICATI

ISO 9001:2015, ISO 14001:2015, ISO 45001:2018, ISO 50001:2018, ISO 26262:2018, ISO 26264:2018, ISO 26265:2018, ISO 26266:2018, ISO 26267:2018, ISO 26268:2018, ISO 26269:2018, ISO 26270:2018, ISO 26271:2018, ISO 26272:2018, ISO 26273:2018, ISO 26274:2018, ISO 26275:2018, ISO 26276:2018, ISO 26277:2018, ISO 26278:2018, ISO 26279:2018, ISO 26280:2018, ISO 26281:2018, ISO 26282:2018, ISO 26283:2018, ISO 26284:2018, ISO 26285:2018, ISO 26286:2018, ISO 26287:2018, ISO 26288:2018, ISO 26289:2018, ISO 26290:2018, ISO 26291:2018, ISO 26292:2018, ISO 26293:2018, ISO 26294:2018, ISO 26295:2018, ISO 26296:2018, ISO 26297:2018, ISO 26298:2018, ISO 26299:2018, ISO 26300:2018, ISO 26301:2018, ISO 26302:2018, ISO 26303:2018, ISO 26304:2018, ISO 26305:2018, ISO 26306:2018, ISO 26307:2018, ISO 26308:2018, ISO 26309:2018, ISO 26310:2018, ISO 26311:2018, ISO 26312:2018, ISO 26313:2018, ISO 26314:2018, ISO 26315:2018, ISO 26316:2018, ISO 26317:2018, ISO 26318:2018, ISO 26319:2018, ISO 26320:2018, ISO 26321:2018, ISO 26322:2018, ISO 26323:2018, ISO 26324:2018, ISO 26325:2018, ISO 26326:2018, ISO 26327:2018, ISO 26328:2018, ISO 26329:2018, ISO 26330:2018, ISO 26331:2018, ISO 26332:2018, ISO 26333:2018, ISO 26334:2018, ISO 26335:2018, ISO 26336:2018, ISO 26337:2018, ISO 26338:2018, ISO 26339:2018, ISO 26340:2018, ISO 26341:2018, ISO 26342:2018, ISO 26343:2018, ISO 26344:2018, ISO 26345:2018, ISO 26346:2018, ISO 26347:2018, ISO 26348:2018, ISO 26349:2018, ISO 26350:2018, ISO 26351:2018, ISO 26352:2018, ISO 26353:2018, ISO 26354:2018, ISO 26355:2018, ISO 26356:2018, ISO 26357:2018, ISO 26358:2018, ISO 26359:2018, ISO 26360:2018, ISO 26361:2018, ISO 26362:2018, ISO 26363:2018, ISO 26364:2018, ISO 26365:2018, ISO 26366:2018, ISO 26367:2018, ISO 26368:2018, ISO 26369:2018, ISO 26370:2018, ISO 26371:2018, ISO 26372:2018, ISO 26373:2018, ISO 26374:2018, ISO 26375:2018, ISO 26376:2018, ISO 26377:2018, ISO 26378:2018, ISO 26379:2018, ISO 26380:2018, ISO 26381:2018, ISO 26382:2018, ISO 26383:2018, ISO 26384:2018, ISO 26385:2018, ISO 26386:2018, ISO 26387:2018, ISO 26388:2018, ISO 26389:2018, ISO 26390:2018, ISO 26391:2018, ISO 26392:2018, ISO 26393:2018, ISO 26394:2018, ISO 26395:2018, ISO 26396:2018, ISO 26397:2018, ISO 26398:2018, ISO 26399:2018, ISO 26400:2018, ISO 26401:2018, ISO 26402:2018, ISO 26403:2018, ISO 26404:2018, ISO 26405:2018, ISO 26406:2018, ISO 26407:2018, ISO 26408:2018, ISO 26409:2018, ISO 26410:2018, ISO 26411:2018, ISO 26412:2018, ISO 26413:2018, ISO 26414:2018, ISO 26415:2018, ISO 26416:2018, ISO 26417:2018, ISO 26418:2018, ISO 26419:2018, ISO 26420:2018, ISO 26421:2018, ISO 26422:2018, ISO 26423:2018, ISO 26424:2018, ISO 26425:2018, ISO 26426:2018, ISO 26427:2018, ISO 26428:2018, ISO 26429:2018, ISO 26430:2018, ISO 26431:2018, ISO 26432:2018, ISO 26433:2018, ISO 26434:2018, ISO 26435:2018, ISO 26436:2018, ISO 26437:2018, ISO 26438:2018, ISO 26439:2018, ISO 26440:2018, ISO 26441:2018, ISO 26442:2018, ISO 26443:2018, ISO 26444:2018, ISO 26445:2018, ISO 26446:2018, ISO 26447:2018, ISO 26448:2018, ISO 26449:2018, ISO 26450:2018, ISO 26451:2018, ISO 26452:2018, ISO 26453:2018, ISO 26454:2018, ISO 26455:2018, ISO 26456:2018, ISO 26457:2018, ISO 26458:2018, ISO 26459:2018, ISO 26460:2018, ISO 26461:2018, ISO 26462:2018, ISO 26463:2018, ISO 26464:2018, ISO 26465:2018, ISO 26466:2018, ISO 26467:2018, ISO 26468:2018, ISO 26469:2018, ISO 26470:2018, ISO 26471:2018, ISO 26472:2018, ISO 26473:2018, ISO 26474:2018, ISO 26475:2018, ISO 26476:2018, ISO 26477:2018, ISO 26478:2018, ISO 26479:2018, ISO 26480:2018, ISO 26481:2018, ISO 26482:2018, ISO 26483:2018, ISO 26484:2018, ISO 26485:2018, ISO 26486:2018, ISO 26487:2018, ISO 26488:2018, ISO 26489:2018, ISO 26490:2018, ISO 26491:2018, ISO 26492:2018, ISO 26493:2018, ISO 26494:2018, ISO 26495:2018, ISO 26496:2018, ISO 26497:2018, ISO 26498:2018, ISO 26499:2018, ISO 26500:2018, ISO 26501:2018, ISO 26502:2018, ISO 26503:2018, ISO 26504:2018, ISO 26505:2018, ISO 26506:2018, ISO 26507:2018, ISO 26508:2018, ISO 26509:2018, ISO 26510:2018, ISO 26511:2018, ISO 26512:2018, ISO 26513:2018, ISO 26514:2018, ISO 26515:2018, ISO 26516:2018, ISO 26517:2018, ISO 26518:2018, ISO 26519:2018, ISO 26520:2018, ISO 26521:2018, ISO 26522:2018, ISO 26523:2018, ISO 26524:2018, ISO 26525:2018, ISO 26526:2018, ISO 26527:2018, ISO 26528:2018, ISO 26529:2018, ISO 26530:2018, ISO 26531:2018, ISO 26532:2018, ISO 26533:2018, ISO 26534:2018, ISO 26535:2018, ISO 26536:2018, ISO 26537:2018, ISO 26538:2018, ISO 26539:2018, ISO 26540:2018, ISO 26541:2018, ISO 26542:2018, ISO 26543:2018, ISO 26544:2018, ISO 26545:2018, ISO 26546:2018, ISO 26547:2018, ISO 26548:2018, ISO 26549:2018, ISO 26550:2018, ISO 26551:2018, ISO 26552:2018, ISO 26553:2018, ISO 26554:2018, ISO 26555:2018, ISO 26556:2018, ISO 26557:2018, ISO 26558:2018, ISO 26559:2018, ISO 26560:2018, ISO 26561:2018, ISO 26562:2018, ISO 26563:2018, ISO 26564:2018, ISO 26565:2018, ISO 26566:2018, ISO 26567:2018, ISO 26568:2018, ISO 26569:2018, ISO 26570:2018, ISO 26571:2018, ISO 26572:2018, ISO 26573:2018, ISO 26574:2018, ISO 26575:2018, ISO 26576:2018, ISO 26577:2018, ISO 26578:2018, ISO 26579:2018, ISO 26580:2018, ISO 26581:2018, ISO 26582:2018, ISO 26583:2018, ISO 26584:2018, ISO 26585:2018, ISO 26586:2018, ISO 26587:2018, ISO 26588:2018, ISO 26589:2018, ISO 26590:2018, ISO 26591:2018, ISO 26592:2018, ISO 26593:2018, ISO 26594:2018, ISO 26595:2018, ISO 26596:2018, ISO 26597:2018, ISO 26598:2018, ISO 26599:2018, ISO 26600:2018, ISO 26601:2018, ISO 26602:2018, ISO 26603:2018, ISO 26604:2018, ISO 26605:2018, ISO 26606:2018, ISO 26607:2018, ISO 26608:2018, ISO 26609:2018, ISO 26610:2018, ISO 26611:2018, ISO 26612:2018, ISO 26613:2018, ISO 26614:2018, ISO 26615:2018, ISO 26616:2018, ISO 26617:2018, ISO 26618:2018, ISO 26619:2018, ISO 26620:2018, ISO 26621:2018, ISO 26622:2018, ISO 26623:2018, ISO 26624:2018, ISO 26625:2018, ISO 26626:2018, ISO 26627:2018, ISO 26628:2018, ISO 26629:2018, ISO 26630:2018, ISO 26631:2018, ISO 26632:2018, ISO 26633:2018, ISO 26634:2018, ISO 26635:2018, ISO 26636:2018, ISO 26637:2018, ISO 26638:2018, ISO 26639:2018, ISO 26640:2018, ISO 26641:2018, ISO 26642:2018, ISO 26643:2018, ISO 26644:2018, ISO 26645:2018, ISO 26646:2018, ISO 26647:2018, ISO 26648:2018, ISO 26649:2018, ISO 26650:2018, ISO 26651:2018, ISO 26652:2018, ISO 26653:2018, ISO 26654:2018, ISO 26655:2018, ISO 26656:2018, ISO 26657:2018, ISO 26658:2018, ISO 26659:2018, ISO 26660:2018, ISO 26661:2018, ISO 26662:2018, ISO 26663:2018, ISO 26664:2018, ISO 26665:2018, ISO 26666:2018, ISO 26667:2018, ISO 26668:2018, ISO 26669:2018, ISO 26670:2018, ISO 26671:2018, ISO 26672:2018, ISO 26673:2018, ISO 26674:2018, ISO 26675:2018, ISO 26676:2018, ISO 26677:2018, ISO 26678:2018, ISO 26679:2018, ISO 26680:2018, ISO 26681:2018, ISO 26682:2018, ISO 26683:2018, ISO 26684:2018, ISO 26685:2018, ISO 26686:2018, ISO 26687:2018, ISO 26688:2018, ISO 26689:2018, ISO 26690:2018, ISO 26691:2018, ISO 26692:2018, ISO 26693:2018, ISO 26694:2018, ISO 26695:2018, ISO 26696:2018, ISO 26697:2018, ISO 26698:2018, ISO 26699:2018, ISO 26700:2018, ISO 26701:2018, ISO 26702:2018, ISO 26703:2018, ISO 26704:2018, ISO 26705:2018, ISO 26706:2018, ISO 26707:2018, ISO 26708:2018, ISO 26709:2018, ISO 26710:2018, ISO 26711:2018, ISO 26712:2018, ISO 26713:2018, ISO 26714:2018, ISO 26715:2018, ISO 26716:2018, ISO 26717:2018, ISO 26718:2018, ISO 26719:2018, ISO 26720:2018, ISO 26721:2018, ISO 26722:2018, ISO 26723:2018, ISO 26724:2018, ISO 26725:2018, ISO 26726:2018, ISO 26727:2018, ISO 26728:2018, ISO 26729:2018, ISO 26730:2018, ISO 26731:2018, ISO 26732:2018, ISO 26733:2018, ISO 26734:2018, ISO 26735:2018, ISO 26736:2018, ISO 26737:2018, ISO 26738:2018, ISO 26739:2018, ISO 26740:2018, ISO 26741:2018, ISO 26742:2018, ISO 26743:2018, ISO 26744:2018, ISO 26745:2018, ISO 26746:2018, ISO 26747:2018, ISO 26748:2018, ISO 26749:2018, ISO 26750:2018, ISO 26751:2018, ISO 26752:2018, ISO 26753:2018, ISO 26754:2018, ISO 26755:2018, ISO 26756:2018, ISO 26757:2018, ISO 26758:2018, ISO 26759:2018, ISO 26760:2018, ISO 26761:2018, ISO 26762:2018, ISO 26763:2018, ISO 26764:2018, ISO 26765:2018, ISO 26766:2018, ISO 26767:2018, ISO 26768:2018, ISO 26769:2018, ISO 26770:2018, ISO 26771:2018, ISO 26772:2018, ISO 26773:2018, ISO 26774:2018, ISO 26775:2018, ISO 26776:2018, ISO 26777:2018, ISO 26778:2018, ISO 26779:2018, ISO 26780:2018, ISO 26781:2018, ISO 26782:2018, ISO 26783:2018, ISO 26784:2018, ISO 26785:2018, ISO 26786:2018, ISO 26787:2018, ISO 26788:2018, ISO 26789:2018, ISO 26790:2018, ISO 26791:2018, ISO 26792:2018, ISO 26793:2018, ISO 26794:2018, ISO 26795:2018, ISO 26796:2018, ISO 26797:2018, ISO 26798:2018, ISO 26799:2018, ISO 26800:2018, ISO 26801:2018, ISO 26802:2018, ISO 26803:2018, ISO 26804:2018, ISO 26805:2018, ISO 26806:2018, ISO 26807:2018, ISO 26808:2018, ISO 26809:2018, ISO 26810:2018, ISO 26811:2018, ISO 26812:2018, ISO 26813:2018, ISO 26814:2018, ISO 26815:2018, ISO 26816:2018, ISO 26817:2018, ISO 26818:2018, ISO 26819:2018, ISO 26820:2018, ISO 26821:2018, ISO 26822:2018, ISO 26823:2018, ISO 26824:2018, ISO 26825:2018, ISO 26826:2018, ISO 26827:2018, ISO 26828:2018, ISO 26829:2018, ISO 26830:2018, ISO 26831:2018, ISO 26832:2018, ISO 26833:2018, ISO 26834:2018, ISO 26835:2018, ISO 26836:2018, ISO 26837:2018, ISO 26838:2018, ISO 26839:2018, ISO 26840:2018, ISO 26841:2018, ISO 26842:2018, ISO 26843:2018, ISO 26844:2018, ISO 26845:2018, ISO 26846:2018, ISO 26847:2018, ISO 26848:2018, ISO 26849:2018, ISO 26850:2018, ISO 26851:2018, ISO 26852:2018, ISO 26853:2018, ISO 26854:2018, ISO 26855:2018, ISO 26856:2018, ISO 26857:2018, ISO 26858:2018, ISO 26859:2018, ISO 26860:2018, ISO 26861:2018, ISO 26862:2018, ISO 26863:2018, ISO 26864:2018, ISO 26865:2018, ISO 26866:2018, ISO 26867:2018, ISO 26868:2018, ISO 26869:2018, ISO 26870:2018, ISO 26871:2018, ISO 26872:2018, ISO 26873:2018, ISO 26874:2018, ISO 26875:2018, ISO 26876:2018, ISO 26877:2018, ISO 26878:2018, ISO 26879:2018, ISO 26880:2018, ISO 26881:2018, ISO 26882:2018, ISO 26883:2018, ISO 26884:2018, ISO 26885:2018, ISO 26886:2018, ISO 26887:2018, ISO 26888:2018, ISO 26889:2018, ISO 26890:2018, ISO 26891:2018, ISO 26892:2018, ISO 26893:2018, ISO 26894:2018, ISO 26895:2018, ISO 26896:2018, ISO 26897:2018, ISO 26898:2018, ISO 26899:2018, ISO 26900:2018, ISO 26901:2018, ISO 26902:2018, ISO 26903:2018, ISO 26904:2018, ISO 26905:2018, ISO 26906:2018, ISO 26907:2018, ISO 26908:2018, ISO 26909:2018, ISO 26910:2018, ISO 26911:2018, ISO 26912:2018, ISO 26913:2018, ISO 26914:2018, ISO 26915:2018, ISO 26916:2018, ISO 26917:2018, ISO 26918:2018, ISO 26919:2018, ISO 26920:2018, ISO 26921:2018, ISO 26922:2018, ISO 26923:2018, ISO 26924:2018, ISO 26925:2018, ISO 26926:2018, ISO 26927:2018, ISO 26928:2018, ISO 26929:2018, ISO 26930:2018, ISO 26931:2018, ISO 26932:2018, ISO 26933:2018, ISO 26934:2018, ISO 26935:2018, ISO 26936:2018, ISO 26937:2018, ISO 26938:2018, ISO 26939:2018, ISO 26940:2018, ISO 26941:2018, ISO 26942:2018, ISO 26943:2018, ISO 26944:2018, ISO 26945:2018, ISO 26946:2018, ISO 26947:2018, ISO 26948:2018, ISO 26949:2018, ISO 26950:2018, ISO 26951:2018, ISO 26952:2018, ISO 26953:2018, ISO 26954:2018, ISO 26955:2018, ISO 26956:2018, ISO 26957:2018, ISO 26958:2018, ISO 26959:2018, ISO 26960:2018, ISO 26961:2018, ISO 26962:2018, ISO 26963:2018, ISO 26964:2018, ISO 26965:2018, ISO 26966:2018, ISO 26967:2018, ISO 26968:2018, ISO 26969:2018, ISO 26970:2018, ISO 26971:2018, ISO 26972:2018, ISO 26973:2018, ISO 26974:2018, ISO 26975:2018, ISO 26976:2018, ISO 26977:2018, ISO 26978:2018, ISO 26979:2018, ISO 26980:2018, ISO 26981:2018, ISO 26982:2018, ISO 26983:2018, ISO 26984:2018, ISO 26985:2018, ISO 26986:2018, ISO 26987:2018, ISO 26988:2018, ISO 26989:2018, ISO 26990:2018, ISO 26991:2018, ISO 26992:2018, ISO 26993:2018, ISO 26994:2018, ISO 26995:2018, ISO 26996:2018, ISO 26997:2018, ISO 26998:2018, ISO 26999:2018, ISO 27000:2018, ISO 27001:

## **ALL. 4 DEFINIZIONI**

### **Rete Elettrica**

#### **Distributore**

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

#### **Rete del distributore**

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

#### **Rete BT del distributore**

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

#### **Rete MT del distributore**

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

#### **Utente**

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

#### **Gestore di rete**

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

#### **Gestore Contraente**

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

### **Definizioni - Impianto Fotovoltaico**

#### **Angolo di inclinazione (o di Tilt)**

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

#### **Angolo di orientazione (o di azimuth)**

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

### **BOS (Balance Of System o Resto del sistema)**

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

### **Generatore o Campo fotovoltaico**

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

### **Cella fotovoltaica**

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

### **Condizioni di Prova Standard (STC)**

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella:  $25\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Irraggiamento:  $1000\text{ W/m}^2$ , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

### **Dispositivo del generatore**

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

### **Dispositivo di interfaccia**

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola

e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

### **Dispositivo generale**

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

### **Effetto fotovoltaico**

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

### **Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in  $m^2$ ), intesa come somma dell'area dei moduli.

### **Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

### **Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

### **Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

### **Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico**

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

**Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)**

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

**Impianto (o Sistema) fotovoltaico**

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

**Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore**

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

**Inseguitore della massima potenza (MPPT)**

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

**Energia radiante**

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

**Irradiazione**

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

**Irraggiamento solare**

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).



### **Modulo fotovoltaico**

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

### **Modulo fotovoltaico in c.a.**

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

### **Pannello fotovoltaico**

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

### **Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)**

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

### **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

### **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico**

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

### **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

### **Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico**

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

### **Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico**

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

### **Radiazione solare**

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m<sup>2</sup>), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

### **Sezioni**

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

### **Soggetto responsabile**

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

### **Sottosistema fotovoltaico**

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

### **Stringa fotovoltaica**

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

### **Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)**

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento:  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambiente:  $20^\circ\text{C}$ , velocità del vento:  $1 \text{ m/s}$ ), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).