

ALMA MATER STUDIORUM-UNIVERSITA' DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

DIENCA

INGEGNERIA ENERGETICA

**Tesi di Laurea Magistrale in Conversione Fotovoltaica ed Accumulo
Dell'energia Elettrica M**

**STUDIO E DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA DELL'IMPIANTO ELETTRICO DI
UN AGRITURISMO CON GENERAZIONE FOTOVOLTAICA E COLONNINE DI
RICARICA PER VEICOLI ELETTRICI**

Relatore

Prof. GABRIELE GRANDI

Correlatore

Dr. Ing. Stefano Donini

Dr. Ing. Manel Hammami

Presentata da

EMILEKENGNI

Sessione I

Anno Accademico 2017/2018

[Type here]

[Type here]

Indice

| | |
|---|----|
| SOMMARIO | 8 |
| INTRODUZIONE | 9 |
| 1- ENERGIA SOLARE | 11 |
| 1-1 Il sole | 11 |
| 1-2 La radiazione solare | 11 |
| 1-3 Atmosfera terrestre | 14 |
| 1-4 Bilancio energetico del sistema Terra-Atmosfera-Sole | 18 |
| 1-5 Radiazione solare su superficie | 19 |
| 1-5-1 Angoli orari dell'apparire e scomparire del sole per superfici comunque orientate e inclinate | 23 |
| 1-5-2 Irraggiamento su una superficie | 24 |
| 1-5-3 Irraggiamento extra-atmosfera su superficie orizzontale | 25 |
| 1-5-4 Irraggiamento su una superficie comunque inclinata e orientata | 25 |
| 1-5-5 Irraggiamento su suolo terrestre | 25 |
| 1-5-6 Dispositivi per la misura della radiazione solare | 28 |
| 2- GENERAZIONE FOTOVOLTAICA | 31 |
| 2-1 Breve storia dell'effetto fotovoltaico | 31 |
| 2-2 Principio di funzionamento di una cella fotovoltaico | 35 |
| 2-3 Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche | 37 |
| 2-4 Perdite di energia nelle celle fotovoltaiche | 40 |
| 2-5 Tipologie di celle fotovoltaiche | 42 |
| 2-5-1 Celle in silicio cristallino | 42 |
| 2-5-2 Celle a film sottile | 43 |
| 2-5-3 Altre tecnologie | 44 |
| 2-6 Modulo | 44 |
| 2-7 Stringhe e campo fotovoltaico | 46 |
| 2-8 L'inverter | 48 |
| 2-9 Tipologie di impianti fotovoltaici | 50 |
| 2-10 Configurazione degli impianti fotovoltaici | 51 |

| | |
|---|----|
| 3- COLONNINE PER LA RICARICA DI VEICOLI ELETTRICI | 54 |
| 3-1 Introduzione | 54 |
| 3-2 Breve storia dei veicoli elettrici | 54 |
| 3-3 Punto di ricarica | 56 |
| 3-4 Principali tecnologie e processo di ricarica | 57 |
| 3-4-1 Modo di ricarica AC e DC | 57 |
| 3-4-2 Connettori di ricarica AC e DC | 60 |
| 3-5 Modalità di funzionamento AC e DC | 62 |
| 3-5-1 Interfaccia utente e tipi di colonnine AC e DC | 63 |
| 3-5-2 Schema elettrico della colonnina AC | 64 |
| 3-6 Ricarica AC di un' auto elettrica | 65 |
| 3-6-1 Tempi, consumi e costi di una ricarica | 66 |
| 3-6-2 Benefici economici di un'auto elettrica rispetto a quella a gasolio | 68 |
| 4- DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA DELL'IMPIANTO FV | 70 |
| 4-1 Generalità | 70 |
| 4-2 Potenza di picco e criteri di progetto | 70 |
| 4-3 Effetto della temperatura sui moduli fotovoltaici | 71 |
| 4-4 Scelta dei moduli | 73 |
| 4-5 Configurazione del campo fotovoltaico | 74 |
| 4-6 Scelta dell'inverter | 74 |
| 4-7 Verifica del corretto accoppiamento tra inverter e moduli | 76 |
| 4-8 Altri componenti dell'impianto | 77 |
| 4-9 Schema elettrico a blocchi dell'impianto | 82 |
| 4-10 Schema elettrico unifilare e multi filare dell'impianto | 83 |
| 4-11 Producibilità dell'impianto | 86 |
| 4-12 Planimetria dell'impianto | 89 |
| 5- VERIFICA DELLA PROGETTAZIONE FV E ASPETTI ECONOMICI TRAMITE IL PROGRAMMA SOLergo | 90 |
| 5-1 Dati generali dell'impianto | 91 |
| 5-2 Dimensionamento dell'impianto | 91 |

| | |
|---|-----|
| 5-2-1 Generatore | 98 |
| 5-2-2 Gruppi di conversione | 99 |
| 5-2-3 Dimensionamento | 101 |
| 5-2-4 Cavi elettrici e cablaggi | 102 |
| 5-2-5 Quadri elettrici | 107 |
| 5-2-6 Sistemi di controllo e monitoraggio (SCM) | 108 |
| 5-2-7 Verifica dell'impianto | 108 |
| 5-2-8 Schema unifilare dell'impianto | 110 |
| 5-3 Analisi economica | 111 |
| 5-4 Scheda tecnica finale d'impianto | 114 |
| 6 CONCLUSIONE | 118 |
| Riferimento bibliografici e siti web consultati | 120 |
| Appendice | 121 |

Sommario

Questa Tesi trae origine dallo stage presso lo Studio Tecnico Enargo di Bologna che ho svolto a partire dal 20 febbraio 2018, e che mi ha permesso di accrescere le mie conoscenze in merito al percorso formativo intrapreso. Enargo si occupa della consulenza energetica e della progettazione dei impianti energetici ed elettrici, nella loro sede ho potuto approfondire tali tematiche studiando le tecnologie attuali e le problematiche presentate da questi impianti. In particolare, ho seguito tutto il progetto presentato in questa Tesi, inerente la progettazione di un impianto elettrico con generazione fotovoltaica da 50 kWp collegato alla rete pubblica ed a quattro colonnine di ricarica per veicoli elettrici presso un agriturismo situato in provincia di Bologna.

INTRODUZIONE

La produzione di energia è una delle cause principali dell'inquinamento atmosferico. Produrre energia utilizzando combustibili fossili tradizionali significa inquinare l'acqua, l'aria e la terra.

La grande opportunità che ci offrono le rinnovabili ci permette di produrre energia in maniera efficace e pulita riducendo gli impatti negativi delle diverse attività industriali e civili contribuendo a tutelare l'ambiente.

Le diverse risorse naturali come il sole, vento, biomasse e non solo hanno il vantaggio di essere abbondanti sul nostro pianeta e contrariamente al combustibile fossile, non si esauriscono.

Oggi, lo sviluppo delle diverse tecnologie ha contribuito ad elevare l'affidabilità di infrastrutture e impianti rendendo la produzione tramite rinnovabili estremamente sicura, diversi sono i punti di forza delle energie rinnovabili che possono contribuire a smuovere la coscienza collettiva nell'ottica di uno sviluppo sostenibile.

In questo elaborato ci concentriamo ad analizzare l'energia solare fotovoltaico e la progettazione di un impianto fotovoltaico "gridconnected", cioè collegato alla rete nazionale, questo impianto sarà anche collegato in un agriturismo ed alimenterà quattro colonnine di ricarica per veicoli elettrici.

L'effetto fotovoltaico è noto fin dal 1839, dalle esperienze del fisico francese Edmond Becquerel (1820-1891), che presentò alla Accademia delle Scienze di Parigi la sua "Memoria sugli effetti elettrici prodotti sotto l'influenza dei raggi solari.", scoperta avvenuta casualmente mentre effettuava delle esperienze su una cella elettrolitica in cui erano immersi due elettrodi di platino.

Si deve aspettare il 1876 (Smith, Adams e Day) per avere una simile esperienza ripetuta con dispositivi allo stato solido (selenio), ma l'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico quale fonte energetica non ha avuto modo di svilupparsi finché non si è potuto operare con materiali che avevano un miglior rendimento.

Solo nel 1954 si giungerà ad avere la prima cella solare commerciale in silicio, ad opera di Person, Fuller e Chapin, realizzata all'interno dei laboratori Bell.

Le prime applicazioni erano dalla Marina Militare che installò sul satellite Vanguard un sistema energetico a due sorgenti: batterie chimiche e celle solari al silicio; mentre le batterie si esaurirono dopo una settimana circa, le celle solari funzionarono per anni.

Le sperimentazioni vennero quindi portate avanti per tale scopo e solo verso la metà degli anni settanta si iniziò a rivolgere l'attenzione verso utilizzi terrestri.

Oggi la ricerca è volta soprattutto all'abbassamento dei costi di produzione ed al miglioramento dei rendimenti dei sistemi fotovoltaici.

Esistono varie tipologie di celle fotovoltaiche di cui cercherò di fare una breve panoramica riguardo il funzionamento e alcune applicazioni.

CAPITOLO 1

Energia solare

1.1 Il Sole

Il sole è la stella a noi più vicina e quella che consente la vita sulla terra. Il sole è una sfera di raggio R_s di circa 697×10^3 Km con una massa di circa 2×10^{30} Kg più grande di quella terrestre, la temperatura al centro sole T_{centro} è stimata a 2×10^7 K e quella esterna T_{ext} è circa 5500 K.

Il sole è formato per il 75% da idrogeno, il 23% di elio e solo 2% di elementi più pesanti come ossigeno, sodio, magnesio, silicio, potassio, calcio, ferro, berillio, carbone e azoto, ruota su sé stesso con velocità angolare variabile (equatore: 1 giro in 25 giorni, poli: 1 giro in 30 giorni) e produce il proprio calore trasformando l'idrogeno in elio nella sua parte più interna dove la temperatura è molto elevata. La reazione di trasformazione si chiama fusione nucleare e mette insieme quattro nuclei di idrogeno per formare un nucleo di elio, liberando grandi quantità di energia. Questa energia, sotto forma di fotoni, si irradia nello spazio.

Il raggio del Sole è la distanza tra il suo centro e il limite della fotosfera, strato al di sopra del quale i gas sono abbastanza freddi da consentire l'irraggiamento di un significativo quantitativo di energia luminosa; è perciò lo strato meglio visibile ad occhio nudo.

La struttura interna del Sole, come quella delle altre stelle, appare costituita da involucri concentrici; ogni strato possiede caratteristiche e condizioni fisiche ben precise, che lo differenziano.

1.2 La radiazione solare

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica prodotta dalla fusione nucleare dell'idrogeno, irradiata dal nocciolo centrale del sole. La densità di potenza con cui essa irradia nello spazio, detta costante solare ed è definita come energia solare

incidente per unità di tempo su una superficie unitaria orientata in direzione ortogonale ai raggi e posta fuori dall'atmosfera, essa vale:

$$\varepsilon_s(\lambda, T_s) = \frac{C_1}{\lambda(e^{\frac{C_2}{\lambda T_s}} - 1)} \quad (1)$$

$\varepsilon_s(\lambda, T_s)$ è il potere emissivo specifico

$$C_1 = 3,74 \times 10^{-16} \text{ Wm}^2$$

$$C_2 = 0,0143879 \text{ mk}$$

λ è la lunghezza d'onda

T_s è la temperatura del sole

Il sole irradia energia come un corpo nero con T_s circa 5775 K

Per la legge di Wien il massimo del potere emissivo specifico si ha per λ_{\max} tale che: $\lambda_{\max} T_s = 2897,5 \text{ } \mu\text{mk}$ (2)

in cui possiamo determinare il valore della lunghezza d'onda massimo come:

$$\lambda_{\max} = \frac{2897,5}{5775} = 0,502 \text{ } \mu\text{m} \in (0,38 \div 0,79)$$

cioè la radiazione solare è visibile e l'energia irradiata complessivamente dal sole vale:

$$q_0 = \int_0^\infty \varepsilon_s(\lambda, T_s) d\lambda = \sigma_0 \cdot T_s^4 = 5,67 \times 10^{-8} \times (5775)^4 = 6,31 \times 10^7 \text{ w/m}^2 \quad (3)$$

Dall'energia irradiata dal sole, solo una quota-parte raggiunge la terra (q_s) e da un bilancio di energia tra terra-sole si ha che:

$$q_s 4\pi R_{st}^2 = q_0 4\pi R_s^2 \quad (4)$$

$$q_s = \left(\frac{R_s}{R_{st}}\right)^2 \cdot q_0 = 6,31 \times 10^7 \frac{(0,697 \times 10^6)^2}{(1,5 \times 10^8)^2} = 1353 \text{ w/m}^2$$

R_s è il raggio sole

R_{st} è la distanza sole terra circa $1,5 \times 10^8 \text{ Km}$

q_s è la costante solare cioè il valore medio dell'irraggiamento solare all'estradosso dell'atmosfera e varia durante l'anno a causa dell'ellitticità dell'orbita.

Si può quindi calcolare la potenza totale irraggiata dal sole P come:

$$P = 4\pi R_{st}^2 \cdot q_s = (150 \times 10^9)^2 \times 1353 = 3,8 \times 10^{26} \text{ W} \quad (5)$$

Oltre all'energia totale contenuta nello spettro solare è utile conoscere anche la distribuzione spettrale della radiazione.

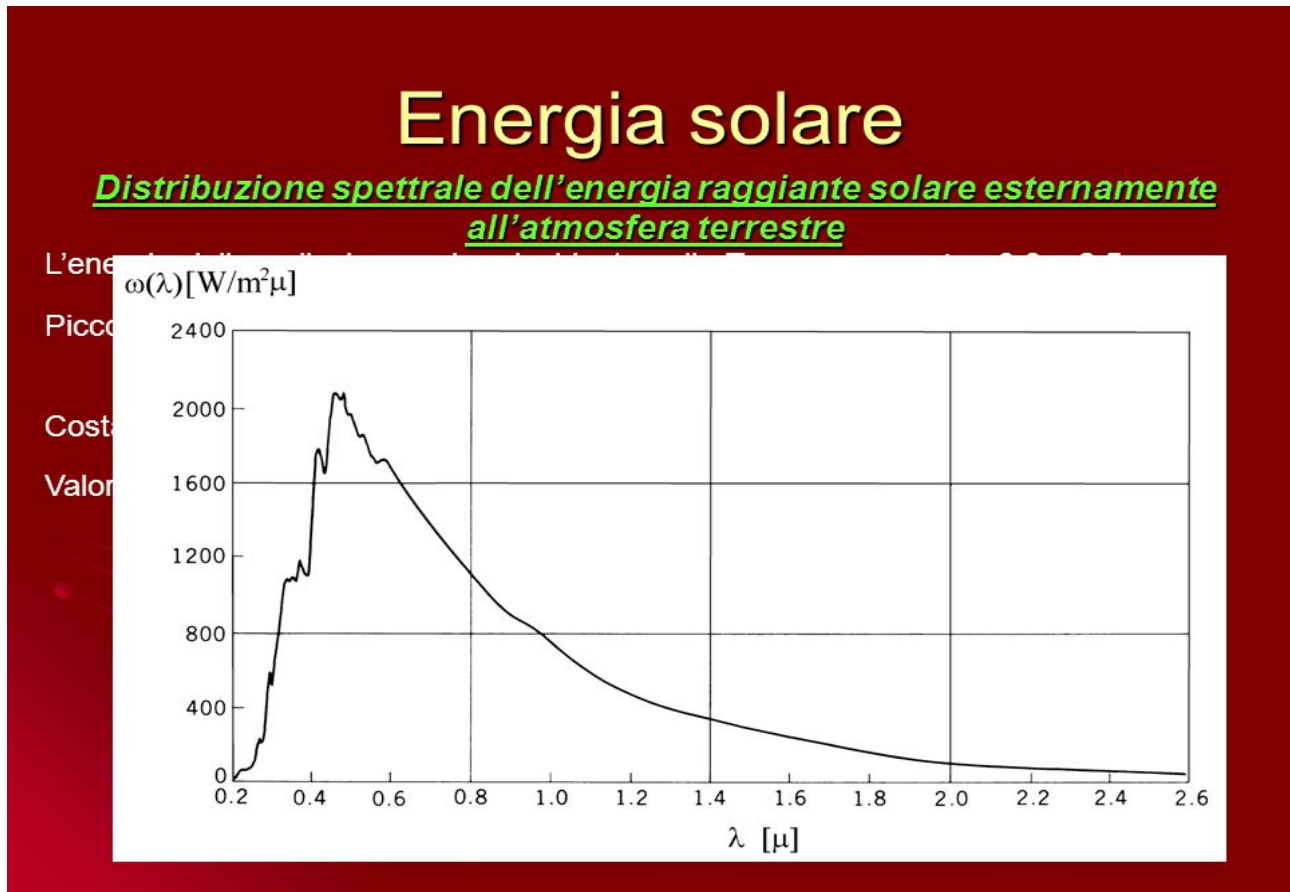


Figura 1.2.1: distribuzione spettrale dell'energia radiante

Sulla superficie terrestre il valore massimo misurato è di circa $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ a causa degli effetti dell'atmosfera. Infatti è necessario tener conto che durante l'attraversamento dell'atmosfera terrestre il flusso solare subisce diversi effetti, una parte viene riflessa verso lo spazio, principalmente ad opera delle nubi, un'altra parte viene diffusa in tutte le direzioni dall'incontro con le molecole di azoto, ossigeno, vapore d'acqua, anidride carbonica, ozono e una parte viene assorbita dalle molecole costituenti l'atmosfera, le quali di conseguenza si riscaldano ed emettono radiazione infrarossa, una quarta parte raggiunge la superficie della terra e prende il nome di radiazione diretta. La somma della radiazione diffusa e della

radiazione infrarossa emessa dall'atmosfera in seguito all'assorbimento costituisce la radiazione diffusa.



Figura 1.2.2:Flusso di energia della radiazione solare fra sole, atmosfera e superficie terrestre

1.3 Atmosfera terrestre

L'atmosfera terrestre ha un ruolo molto importante negli scambi energetici tra il sole e la terra, modificando lo spettro delle radiazioni emesse dal sole ricevuto a livello del suolo terrestre. L'atmosfera filtra alcune lunghezze d'onda e riflette parzialmente la radiazione solare rendendo così possibile sul nostro pianeta la vita così come da noi conosciuta.

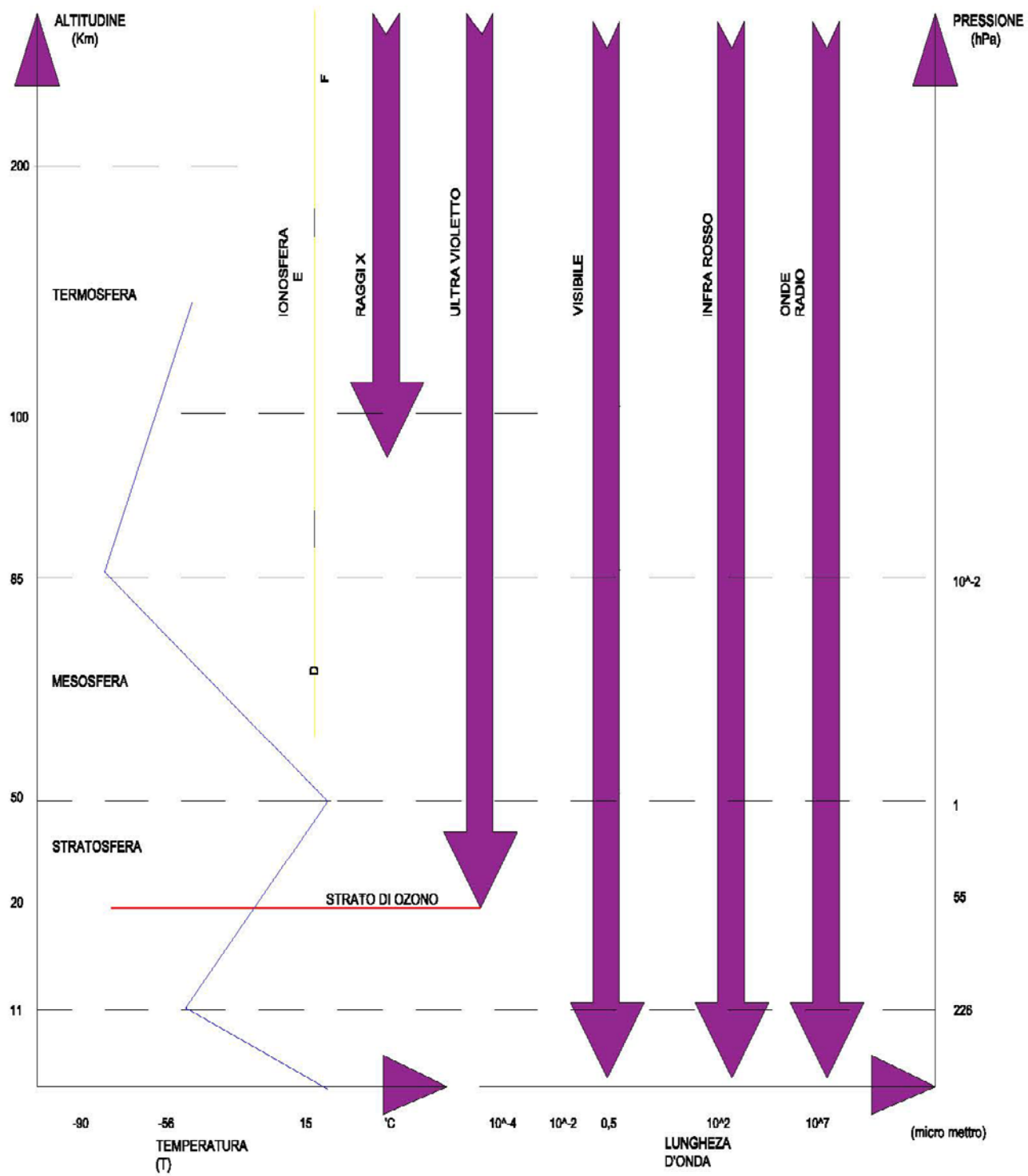


Figura 1.3.1: struttura dell'atmosfera

- Troposfera (da 0 a 11 Km)

La temperatura dell'aria decresce con la quota e con gradiente pari a:

$$\frac{dT}{dz} = -6,5 \text{ K/Km} \quad (6)$$

L'andamento della temperatura dell'aria con la quota è dato da:

$$T(z) = T(z = 0) + \frac{dT}{dz} z = 288 - 6,5Z(\text{km}) \text{ con } z \text{ espresso in Km} \quad (7)$$

Nella troposfera è contenuto il 5/6 di tutta la massa dell'atmosfera e in tale regione che ha luogo la maggiore parte dei fenomeni meteo. Oltre i 10000 m, l'aria è praticamente secca e tutto il vapore d'acqua è condensato a seguito del brusco abbassamento della temperatura (- 90°C). Oltre la troposfera non si hanno quindi più nubi.

-Stratosfera (da 11 a 50 Km)

Nella stratosfera la temperatura tende ad aumentare con la quota. Si trova nella stratosfera una sottile pellicola di Ozono (O_3) che ha la proprietà di fermare la radiazione UV proveniente dallo spazio (con $\lambda < 0,28 \mu\text{m}$).

In questa zona si conta una molecola di O_3 ogni 10^6 molecole di O_2 . L'assorbimento della radiazione UV da parte dello strato di O_3 spiega l'incremento di temperatura che si verifica nella stratosfera.

-Mesosfera (da 50 a 85 Km)

Nella mesosfera la temperatura dell'aria (estremamente rarefatta $p < 1 \text{ mbar}$) decresce fino a -90°C circa.

La regione costituita da TROPOSFERA, STRATOSFERA, MESOFERA viene generalmente denominata BASSA ATMOSFERA.

-Termosfera (oltre 85 Km)

La termosfera si sviluppa a partire dalla mesosfera fino ad una quota di 700 Km dal suolo terrestre. La pressione è molto bassa, i gas presenti, sotto l'azione dei raggi X tendono a dissociarsi in gas monoatomici, ioni positivi ed elettroni.

Gli atomi più pesanti (azoto, ossigeno) tendono a sparire mentre aumenta la presenza dagli atomi più leggeri (idrogeno, elio, ecc.).

L'energia solare assorbita in questi processi giustifica l'accrescimento di temperatura che si registra in tale zona.

Inoltre, quasi tutta la radiazione X viene bloccata nella termosfera così che per $z < 100$ Km la pressione di raggio X può considerarsi trascurabile.

-Ionosfera

Zona in cui si producono fenomeni elettrici (come la riflessione e/o l'assorbimento delle onde radio) o luminosi. Si distinguono tre strati (D,E,F) in funzione del grado di ionizzazione e dei fenomeni che si sviluppano.

Poiché la ionizzazione degli atomi dell'atmosfera è dovuta all'irraggiamento solare tale fenomeno è più significativo durante il giorno e nei periodi di forte attività solare.

-Magnetosfera

Zona di influenza del campo magnetico terrestre. Il campo magnetico terrestre.

La magnetosfera viene deformata dal flusso di particelle provenienti dal sole che si propagano a velocità supersonica e vengono frenate avvicinandosi alla terra formando un'onda di choc.

Le particelle provenienti dal sole riescono a penetrare nella magnetosfera in quantità modesta.

1.4 Bilancio energetico del sistema Terra-Atmosfera-Sole

A partire dalla costante solare ($q_s=1353 \text{ W/m}^2$) ed approssimando la terra come una sfera di raggio pari a $R_t= 6400 \text{ Km}$ si può calcolare l'energia solare che in un anno incide all'estradosso dell'atmosfera:

$$E_{\text{sol.terra}} = q_s \cdot \pi \cdot R_t^2 \cdot n_{\text{gg}} \cdot \Delta\tau \quad (8)$$

n_{gg} è il numero di giorni all'anno

$\Delta\tau$ è l'intervallo di tempo espresso in h/giornoos/giorno

$$E_{\text{sol.terra}} = 1353 \times \pi \times (6,4 \times 10^6)^2 \times 24 \times \frac{365}{1000} = 1,52 \times 10^{18} \text{ kWh/anno}$$

Tale energia è 15000 volte superiore al consumo energetico globale attuale della terra che è circa 10^{14} kWh/anno .

Rapportando tale energia alla superficie terrestre si ha:

$$e_{\text{sol,terra}} = \frac{1,52 \times 10^{18}}{4\pi (6,4 \times 10^6)^2} = 2953 \text{ kWh/m}^2\text{anno} \approx 1100 \text{ KJ/cm}^2 \text{ anno}$$

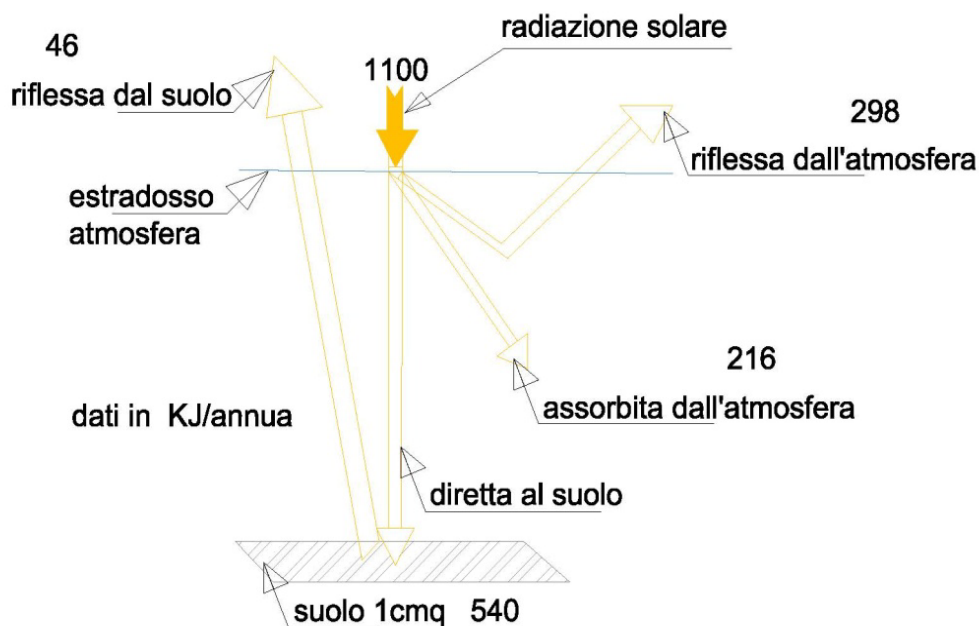


Figura 1.4.1: radiazione solare incidente su 1 cm^2 al suolo

Dal bilancio energetico scritto si evidenzia come $1100 \text{ KJ/cm}^2\text{anno}$:

- $344 \text{ KJ/cm}^2\text{anno}$ sono riflessi nello spazio dall'atmosfera e dal suolo ($298+46$)
- $216 \text{ KJ/cm}^2\text{anno}$ sono assorbiti dall'atmosfera (in particolare nella troposfera)
- $540 \text{ KJ/cm}^2\text{anno}$ sono assorbiti dalla terra (per riscaldare il suolo e gli oceani)

Complessivamente, il sistema terra e atmosfera assorbe $756 \text{ KJ/cm}^2\text{anno}$ ($216+540$) di energia sotto forma di radiazione solare ($\lambda < 2\mu\text{m}$).

Affinché il sistema terra e atmosfera risulti in equilibrio termico occorre che la terra e l'atmosfera sia in grado di emettere $756 \text{ KJ/cm}^2\text{anno}$ di energia radiante infrarosso ($\lambda > 4\mu\text{m}$).

1.5 Radiazione solare su superficie

Come abbiamo visto in precedente, la radiazione solare si presenta all'estradosso terrestre con una potenza media di 1353 W/m^2 (costante solare) e con una distribuzione spettrale che spazia dall'ultravioletto all'infrarosso termico secondo l'andamento della curva AMO (figura 1.2.1).

Se ci si trovasse al di fuori dell'atmosfera terrestre sarebbe sufficiente posizionare i moduli fotovoltaici perpendicolarmente alla direzione di arrivo dei raggi solari per potere intercettare sempre tutta la potenza disponibile.

Sulla superficie terrestre le cose vanno purtroppo in maniera differente: a causa della rotazione della terra sul proprio asse, l'inclinazione dei raggi solari incidenti su un piano posto sulla superficie e parallelo ad essa varia con l'ora del giorno, poiché l'asse di rotazione terrestre è inclinato di $23,5^\circ$ rispetto al piano su cui giace l'orbita di rivoluzione della terra attorno al sole, l'inclinazione dei raggi solari dipende anche dalla posizione del globo terrestre su tale orbita e quindi dal giorno dell'anno.

- Ora solare

L'ora solare (t_{sol}) è relativa alla posizione del sole rispetto a quel luogo. Tutti i punti giacenti sullo stesso meridiano hanno la stessa ora solare.

La posizione del sole può essere individuata dall'angolo formato tra il piano meridiano del luogo e il piano su cui il sole appare in quell'istante.

Tale angolo (ω) è detto angolo orario.

$\omega = 0$ a mezzogiorno solare

ω varia di $\frac{2\pi}{24}$ ogni ora e la relazione tra tempo solare t_{sol} e l'angolo orario (ω):

$$\omega = \pi + \frac{2\pi}{24} \cdot t_{\text{sol}} \quad t_{\text{sol}} \text{ espresso in (h)} \quad (9)$$

- Declinazione

La declinazione δ è l'angolo formato dal piano dell'equatore terrestre con la congiungente terra-sole. Essa, come si è detto, tiene conto dell'effetto dell'inclinazione dell'asse terrestre e può essere calcolata approssimativamente per mezzo della seguente formula.

$$\delta = 23,45 \sin\left(2\pi \left(\frac{284+n}{365}\right)\right) \quad (10)$$

dove n si intende il numero del giorno dell'anno considerato di 365 giorni. Conoscendo il giorno g di un qualunque mese, la (tabella 1.5.1) consente di ottenere $(n) \cdot \delta$ varia tra +23,45 sole allo zenit al tropico del cancro e -23,45 sole allo zenit al tropico del capricorno.

| Mese | n |
|-----------|-------|
| Gennaio | g |
| Febbraio | 31+g |
| Marzo | 59+g |
| Aprile | 90+g |
| Maggio | 120+g |
| Giugno | 151+g |
| Luglio | 181+g |
| Agosto | 212+g |
| Settembre | 243+g |
| Ottobre | 273+g |
| Novembre | 304+g |
| Dicembre | 334+g |

Tabella 1.5.1: numero del giorno dell'anno

- Angolo di incidenza

Supponiamo di considerare un sito caratterizzato dall'aver una particolare latitudine φ (positiva per l'emisfero Nord e negativa per quello Sud) e un proprio valore di longitudine che viene utilizzato per calcolare l'angolo orario ω . Dovendo realizzare un impianto fotovoltaico, i moduli vengono allora posizionati con una inclinazione rispetto all'orizzontale pari a β .

Se poi la normale al piano dei moduli non è contenuta nel piano del meridiano corrispondente, cioè l'impianto risulta rivolto anche verso Ovest o verso Est, occorre tenere conto di questo fenomeno per mezzo dell'angolo di azimut γ , positive rotazioni verso Ovest e negativo verso Est.

A questo punto si dispone di tutti dati necessari per potere calcolare l'angolo di incidenza θ esistente tra i raggi solari e la normale alla superficie.

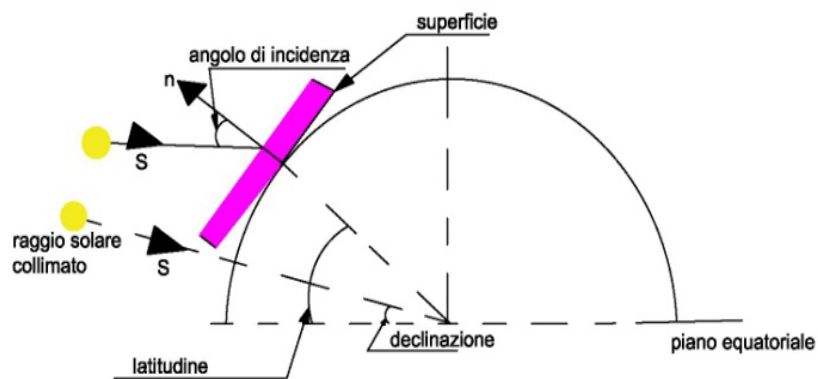


Figura 1.5.1: angolo di incidenza

Se $\theta = 0$ la radiazione solare è perpendicolare ai moduli e viceversa se $\theta = \pm 90^\circ$ la radiazione solare è parallela al piano delle celle.

L'espressione analitica dell'angolo di incidenza θ per una superficie orizzontale si ricava partendo dalla (figura 1.5.1),

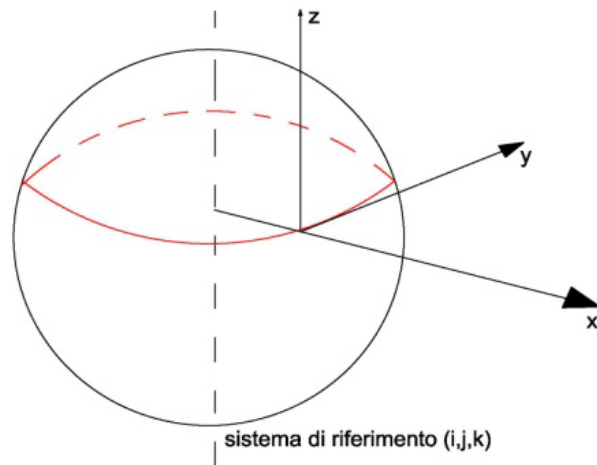


Figura 1.5.1: sistema di riferimento

in cui abbiamo il sistema di riferimento (i,j,k) con $\beta = 0$, $\gamma = 0$, $\omega = 0$, la coordinata n (normale alla superficie) e la coordinata s (direzione raggio solare).

$n = \cos(\varphi)i + \sin(\varphi)k$ con φ = latitudine

$s = \cos(\delta) + \sin(\delta)k$ con δ = declinazione

$$\cos(\theta) = n \cdot s = \cos(\varphi) \cos(\delta) + \sin(\varphi) \sin(\delta) \quad (11)$$

Per una superficie comunque inclinata β e orientata γ ad un'ora qualsiasi della giornata ω abbiamo:

$$n = (\cos(\varphi) \cos(\beta) + \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma))i + (\sin(\beta) \sin(\gamma))j + (\sin(\varphi) \cos(\beta) - \cos(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma))k$$

$$s = (\cos(\delta) \cos(\omega))i + (\cos(\delta) \sin(\omega))j + \sin(\delta)k \text{ da cui:}$$

$$\cos(\theta) = \cos(\varphi) \cos(\beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\beta) \sin(\gamma) \cos(\delta) \sin \omega + \sin(\varphi) \cos(\beta) \sin \delta - \cos(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \sin(\delta) \quad (\text{UNI 8477}), \text{ ponendo:}$$

$$T = \sin(\delta) (\sin(\varphi) \cos(\beta) - \cos(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma))$$

$$U = \cos(\delta) (\cos(\varphi) \cos(\beta) + \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\gamma))$$

$$V = \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma)$$

$$\cos(\theta) = U \cos(\omega) + V \sin(\omega) + T \quad (12)$$

Per una superficie orizzontale ($\beta = 0$)

$$U_h = \cos(\delta) \cos(\varphi)$$

$$T_h = \sin(\delta) \sin(\varphi)$$

$V_h = 0$ quindi:

$$\cos(\theta) = U \cos(\omega) + T_h \quad (13)$$

Si può quindi calcolare l'angolo di tramonto astronomico ω_s

$$\cos(\theta) = U \cos(\omega) + T = \cos(\omega_s) = - \frac{\sin(\delta) \sin(\varphi)}{\cos(\delta) \cos(\varphi)} = - \tan(\delta) \tan(\varphi)$$

$$\omega_s = \cos^{-1}(- \tan(\delta) \tan(\varphi)) \quad (14)$$

1.5.1 Angoli orari dell'apparire e scomparire del sole per superfici comunque orientate e inclinate.

Occorre risolvere l'equazione trigonometrica seguente;

$$U \cos(\omega) + V \sin(\omega) + T = 0$$

Poiché: $\cos(\omega) = - \sin^2\left(\frac{\omega}{2}\right) + \cos^2\left(\frac{\omega}{2}\right)$

$\sin(\omega) = 2 \sin\left(\frac{\omega}{2}\right) \cos\left(\frac{\omega}{2}\right)$ sapendo che $1 = \cos^2\left(\frac{\omega}{2}\right) + \sin^2\left(\frac{\omega}{2}\right)$

$$U(- \sin^2\left(\frac{\omega}{2}\right) + \cos^2\left(\frac{\omega}{2}\right)) + 2V \sin\left(\frac{\omega}{2}\right) \cos\left(\frac{\omega}{2}\right) + T(\cos^2\left(\frac{\omega}{2}\right) + \sin^2\left(\frac{\omega}{2}\right)) = 0$$

Si divide tutto per: $\cos^2\left(\frac{\omega}{2}\right)$

$$U(1 - \tan^2\left(\frac{\omega}{2}\right)) + 2V \tan\left(\frac{\omega}{2}\right) + T(1 + \tan^2\left(\frac{\omega}{2}\right)) = 0$$

ordinando abbiamo:

$$(T-U) \tan^2\left(\frac{\omega}{2}\right) + 2V \tan\left(\frac{\omega}{2}\right) + T+U = 0$$

otteniamo un'equazione di grado 2 in $\tan\left(\frac{\omega}{2}\right)$

che ammette due soluzioni.

$$\tan\left(\frac{\omega}{2}\right) = \frac{-V \mp \sqrt{V^2 + U^2 + T^2}}{T-U} \quad (15)$$

da cui si può ricavare ω_1 e ω_2 , si indica con:

ω' = angolo orario che corrisponde all'inizio dell'irraggiamento sulla superficie.

ω'' = angolo orario che corrisponde alla fine dell'irraggiamento sulle superfici.

La relazione tra (ω', ω'') e (ω_1, ω_2) sarà:

1- Quando $U^2 + V^2 - T^2 < 0$; ω_1 e ω_2 sono radici complesse

2- Quando $T + U \geq 0$; la superficie è sempre esposta all'irraggiamento e:

$\omega' = -\omega_s$ e $\omega'' = \omega_s$ sapendo che $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan(\delta)\tan(\varphi))$ cioè angolo orario del tramonto astronomico.

3- Quando $T + U < 0$ la superficie non è mai esposta all'irraggiamento e:

$$\omega' = \omega'' = 0$$

4- Quando $U^2 + V^2 - T^2 \geq 0$; ω_1 e ω_2 sono radici reali e $\omega_2 > \omega_1$ in fine:

$$\omega' = -\min[|\omega_1|, \omega_s], \omega'' = \min[|\omega_2|, \omega_s] \quad (16)$$

che sono angoli corrispondente all'inizio e fine dell'irraggiamento.

1.5.2 Irraggiamento su una superficie

Supponiamo di avere la (figure 1.5.4.1) in cui θ_i è l'angolo di incidenza tra i raggi solari e la normale alla superficie, n_i è la normale alla superficie e R_{ij} rappresenta i raggi solari incidenti alla superficie. Sapendo che:

$$q_o = G_o = G_o' \left(1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi n}{365}\right)\right); \left[\frac{W}{m^2}\right] \quad (17)$$

$G_o' = 1353; \left[\frac{W}{m^2}\right]$ costante solare all'estradosso terrestre.

$H_o = \int_{\tau'}^{\tau''} G_o \cos(\theta) d\tau; \left[\frac{J}{m^2 d}\right]$ in cui τ' e τ'' sono tempi di inizio e fine di irraggiamento, H_o è l'irraggiamento extra-atmosferica.

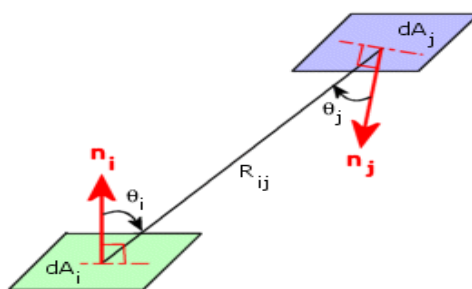


Figura 1.5.4.1

$$H_o = \int_{\omega'}^{\omega''} G_o \left[U \cos(\omega) + V \sin(\omega) + T \right] \left(\frac{12}{\pi} d\omega \right) \quad (18)$$

in cui, $dt = \frac{12}{\pi} d\omega$ con il tempo in ora.

1.5.3 Irraggiamento extra-atmosfera su superficie orizzontale.

$$H_{oh} = \int_{\omega'}^{\omega''} G_o [U \cos(\omega) + V \sin(\omega) + T] \left(\frac{12}{\pi} d\omega\right)$$

$$H_{oh} = \int_{-\omega_s}^{\omega_s} G_o' [1 + 0,033 \cos(\frac{2\pi n}{365})] (U_h \cos(\omega) + T_h) \left(\frac{12}{\pi} d\omega\right)$$

$$H_{oh} = 2 \int_0^{\omega_s} G_o' [1 + 0,033 \cos(\frac{2\pi n}{365})] (U_h \cos(\omega) + T_h) \left(\frac{12}{\pi} d\omega\right) \text{ in fine abbiamo:}$$

$$H_{oh} = \frac{24 \cdot 3600}{\pi 10^6} G_o' [1 + 0,033 \cos(\frac{2\pi n}{365})] [U_h \sin(\omega_s) + T_h \omega_s]; \left[\frac{MJ}{m^2 d} \right] \quad (19)$$

1.5.4 Irraggiamento su una superficie comunque inclinata β e orientata γ

$$H_b = \int_{\omega'}^{\omega''} G_o [U \cos(\omega) + V \sin(\omega) + T] \left(\frac{12}{\pi} d\omega\right) \frac{3600}{10^6}; \left[\frac{MJ}{m^2 d} \right]$$

$$H_b = \frac{24 \cdot 3600}{\pi 10^6} G_o' [1 + 0,033 \cos(\frac{2\pi n}{365})] \int_{\omega'}^{\omega''} [U \cos(\omega) + V \sin(\omega) + T] d\omega$$

$$H_b = \frac{24 \cdot 3600}{\pi 10^6} G_o' [1 + 0,033 \cos(\frac{2\pi n}{365})] (U [\sin(\omega'') - \sin(\omega')] - V [\cos(\omega'') - \cos(\omega')] + T(\omega'' - \omega')) \quad (20)$$

a questo punto si definisce:

$$R_b = \frac{H_b}{H_{oh}} \text{ che è il rapporto di irraggiamento}$$

$$R_b = \frac{1}{2} \frac{(U [\sin(\omega'') - \sin(\omega')] - V [\cos(\omega'') - \cos(\omega')] + T(\omega'' - \omega'))}{[U_h \sin(\omega_s) + T_h \omega_s]} \quad (21)$$

1.5.5 Irraggiamento su suolo terrestre

L'irraggiamento totale H su una superficie posto al suolo terrestre è calcolato come la somma di tre contributi H_b componente diretta, H_{dif} componente diffusa e H_r componente riflessa.

$$H = H_b + H_{dif} + H_r \quad (22)$$

-Componente diretta

Se si indica con H_b la radiazione diretta raccolta da una superficie orientata con angoli γ e β in un punto posto sulla superficie terrestre di latitudine φ , in un particolare istante caratterizzato dai parametri ω e δ e intensità della radiazione misurata al suolo sul piano orizzontale pari a H_{bh} , con ipotesi:

$\frac{H_o}{H_{oh}} = R_b = \frac{H_b}{H_{bh}}$ dove H_b e H_{bh} sono rispettivamente irraggiamento diretta al suolo e irraggiamento diretta al suolo su superficie orizzontale in cui possiamo definire:

$$H_b = R_b H_{bh} = R_b (H_h - H_{dh}) \text{ dove } H_h = H_{dh} + H_{bh} + H_{rh} \quad (23)$$

è l'irraggiamento totale al suolo su superficie orizzontale e H_{dh} è l'irraggiamento diffusa sulla superficie orizzontale al suolo, $H_{rh} = 0$, H_{dh} e H_{bh} sono tabulati dalla norma UNI 10349 in funzione della località in cui ci troviamo (tabella 1.5.7.1

Prospetto VIII — Irradiazione solare giornaliera media mensile diretta \bar{H}_{bh} e diffusa \bar{H}_{dh} sul piano orizzontale

| N° | GENNAIO | | FEBBRAIO | | MARZO | | APRILE | | MAGGIO | | GIUGNO | | LUGLIO | | AGOSTO | | SETTEMBRE | | OTTOBRE | | NOVEMBRE | | DICEMBRE | |
|----|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² | \bar{H}_{dh} MJ/m ² | \bar{H}_{bh} MJ/m ² |
| 1 | 3,4 | 5,4 | 4,2 | 8,3 | 5,3 | 11,6 | 6,2 | 16,0 | 6,3 | 20,6 | 6,0 | 23,5 | 5,4 | 24,2 | 4,8 | 22,2 | 4,9 | 16,0 | 4,3 | 10,3 | 3,5 | 6,6 | 3,0 | 5,2 |
| 2 | 2,4 | 2,3 | 3,5 | 4,0 | 5,1 | 6,5 | 6,7 | 9,1 | 7,9 | 10,6 | 8,4 | 12,1 | 7,7 | 14,9 | 7,0 | 11,0 | 5,6 | 7,8 | 4,0 | 4,5 | 2,7 | 2,6 | 2,1 | 2,1 |
| 3 | 2,5 | 1,8 | 3,7 | 3,9 | 5,2 | 6,9 | 6,6 | 11,7 | 7,4 | 15,7 | 7,9 | 16,2 | 6,9 | 19,1 | 6,4 | 15,6 | 5,4 | 10,6 | 4,1 | 6,4 | 2,8 | 2,7 | 2,3 | 1,8 |
| 4 | 2,4 | 2,9 | 3,4 | 4,6 | 4,9 | 7,2 | 6,7 | 9,0 | 7,9 | 10,3 | 8,4 | 11,5 | 8,0 | 13,0 | 7,1 | 10,4 | 5,6 | 7,6 | 3,9 | 4,8 | 2,6 | 3,5 | 2,1 | 2,7 |
| 5 | 2,8 | 2,6 | 3,8 | 4,4 | 5,3 | 7,3 | 6,8 | 10,4 | 7,8 | 13,0 | 8,0 | 15,7 | 7,1 | 18,5 | 6,3 | 16,0 | 5,5 | 10,8 | 4,2 | 6,2 | 3,0 | 3,4 | 2,5 | 2,3 |
| 6 | 2,8 | 3,2 | 3,8 | 4,6 | 5,3 | 6,7 | 6,9 | 7,9 | 8,0 | 11,3 | 8,4 | 12,7 | 7,7 | 15,9 | 7,0 | 13,1 | 5,7 | 10,0 | 4,2 | 6,4 | 3,0 | 3,4 | 2,5 | 2,6 |
| 7 | 2,6 | 2,5 | 3,7 | 3,9 | 5,2 | 6,0 | 6,9 | 8,2 | 8,0 | 11,2 | 8,2 | 14,0 | 7,7 | 15,4 | 7,0 | 12,2 | 5,6 | 9,3 | 4,2 | 5,2 | 2,9 | 2,9 | 2,3 | 1,8 |
| 8 | 2,5 | 2,7 | 3,5 | 4,4 | 5,1 | 6,9 | 6,7 | 9,6 | 7,9 | 10,7 | 8,4 | 12,2 | 7,8 | 14,7 | 7,1 | 10,7 | 5,6 | 7,5 | 4,0 | 5,1 | 2,7 | 2,9 | 2,1 | 2,7 |
| 9 | 2,9 | 2,5 | 4,0 | 4,4 | 5,5 | 7,2 | 6,8 | 11,3 | 7,6 | 14,7 | 7,8 | 16,9 | 6,6 | 20,3 | 6,0 | 17,9 | 5,4 | 12,3 | 4,3 | 7,7 | 3,2 | 3,8 | 2,6 | 2,3 |
| 10 | 3,0 | 3,6 | 3,9 | 6,2 | 5,3 | 9,2 | 6,3 | 14,3 | 6,8 | 18,5 | 6,7 | 21,3 | 5,9 | 22,7 | 5,4 | 19,8 | 5,0 | 14,0 | 4,0 | 9,2 | 3,1 | 4,9 | 2,7 | 3,0 |
| 11 | 2,3 | 1,9 | 3,4 | 3,5 | 5,0 | 6,3 | 6,7 | 8,9 | 7,9 | 11,2 | 8,4 | 12,2 | 7,8 | 14,6 | 6,9 | 11,9 | 5,5 | 8,5 | 3,9 | 5,2 | 2,6 | 2,1 | 2,1 | 1,8 |
| 12 | 2,3 | 2,0 | 3,4 | 4,1 | 4,9 | 7,0 | 6,7 | 8,6 | 7,9 | 11,4 | 8,4 | 12,1 | 7,9 | 14,0 | 7,0 | 10,8 | 5,5 | 8,4 | 3,8 | 5,3 | 2,5 | 2,3 | 2,0 | 1,9 |
| 13 | 2,9 | 2,8 | 4,0 | 4,7 | 5,5 | 7,4 | 6,9 | 10,3 | 7,8 | 13,1 | 7,8 | 16,8 | 6,8 | 19,6 | 6,3 | 16,6 | 5,7 | 10,7 | 4,3 | 6,8 | 3,2 | 3,4 | 2,6 | 2,3 |
| 14 | 2,5 | 2,0 | 3,6 | 4,3 | 5,1 | 7,0 | 6,6 | 10,7 | 7,7 | 13,3 | 8,0 | 15,6 | 7,1 | 18,5 | 6,6 | 14,4 | 5,4 | 10,0 | 4,0 | 5,9 | 2,7 | 2,6 | 2,2 | 1,9 |
| 15 | 3,0 | 4,0 | 4,0 | 5,3 | 5,4 | 8,7 | 6,6 | 13,0 | 7,4 | 16,1 | 7,1 | 19,9 | 6,4 | 21,0 | 6,0 | 17,9 | 5,3 | 13,1 | 4,1 | 8,9 | 3,2 | 4,7 | 2,7 | 3,2 |
| 16 | 2,4 | 2,2 | 3,5 | 4,3 | 5,0 | 7,4 | 6,7 | 9,4 | 7,8 | 12,6 | 8,2 | 14,3 | 7,4 | 17,0 | 6,7 | 13,5 | 5,4 | 9,3 | 3,9 | 5,3 | 2,6 | 2,7 | 2,1 | 2,2 |
| 17 | 2,3 | 2,2 | 3,3 | 4,9 | 4,9 | 7,8 | 6,6 | 9,9 | 7,8 | 12,5 | 8,4 | 12,9 | 7,8 | 14,7 | 6,9 | 11,6 | 5,4 | 8,8 | 3,8 | 5,5 | 2,5 | 2,6 | 2,0 | 1,9 |
| 18 | 3,2 | 4,1 | 4,2 | 5,6 | 5,5 | 8,9 | 6,9 | 11,6 | 7,6 | 14,9 | 7,7 | 17,3 | 6,5 | 20,8 | 6,2 | 17,7 | 5,7 | 11,9 | 4,5 | 7,7 | 3,4 | 4,7 | 2,9 | 3,5 |
| 19 | 2,9 | 3,3 | 3,9 | 5,6 | 5,4 | 8,1 | 6,7 | 12,0 | 7,4 | 16,1 | 7,6 | 17,7 | 6,9 | 19,6 | 6,2 | 16,9 | 5,4 | 12,0 | 4,2 | 7,8 | 3,1 | 4,2 | 2,6 | 3,0 |

(segue prospetto)

Tabella 1.5.7.1: Irradiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale

-Componente diffusa

L'atmosfera terrestre, oltre ad attenuare la radiazione solare nelle sue componenti spettrali, ne provoca anche una parziale totale diffusione sulla volta celeste. La radiazione solare a livello del suolo si trova pertanto suddivisa in una componente diretta e in una diffusa. Questa ripartizione è funzione delle condizioni meteorologiche: con cielo coperto, la radiazione è quasi tutta diffusa, mentre se il cielo è sereno la componente diffusa non supera generalmente il 15% del totale;

$$H_{df} = H_{dh} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right). \quad (24)$$

-Componente riflessa, albedo

Le superficie raccolgono la radiazione solare, oltre che attraverso le componenti diretta e diffusa, anche in un terzo modo costituito dalla riflessione sul suolo o da ostacoli prospicienti verso moduli stessi. Questa componente della radiazione è detta componente riflessa dipende sia dalle caratteristiche dell'ambiente visto dai moduli fotovoltaico, che dall'inclinazione di questi ultimi rispetto all'orizzontale. Il fattore di albedo viene generalmente ricavato da osservazioni sperimentali e può variare in dipendenza del periodo dell'anno vedi (tabella 1.5.7.3.1.).

| Superficie | Albedo (ρ) |
|---|-------------------|
| Neve (caduta di fresco con un film di ghiaccio) | 0,75 |
| Superficie d'acqua (con levati angoli di incidenza) | 0,70 |
| Pareti di edifici chiare (mattoni chiari, ecc) | 0,60 |
| Fogli secche | 0,30 |

| | |
|--|------|
| Pareti di edifici scuri (mattoni rossi, pitture scure) | 0,27 |
| Foresta in autonomo | 0,26 |
| Erba verde | 0,26 |
| Cemento | 0,22 |
| Erba secca | 0,20 |
| Superfici di rocce non omogenee | 0,20 |
| Terreni argillosi | 0,14 |
| Superfici di bitume e ghiaia | 0,13 |
| Foresta in inverno | 0,07 |
| Strada bianche | 0,04 |

tabella 1.5.7.3.1: fattore di albedo

$$H_r = \rho H_h \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (25)$$

e in definitiva abbiamo l'irraggiamento globale su una superficie comunque inclinata al suolo terrestre.

$$H = R_b(H_h - H_{dh}) + H_{dh} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \rho H_h \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (26)$$

1.5.6 Dispositivi per la misura della radiazione solare

La misura della radiazione solare può essere fatta attraverso due tipologie di strumenti, piranometro e solarimetro.

Il solarimetro ha una cella solare fotovoltaica di cui misurata la corrente di cortocircuito, in quanto è il parametro più sensibile alla radiazione. Mediante un'appropriata taratura si può ottenere il valore della radiazione corrispondente. Collegando opportunamente la cella ad un display e inserendo una compensazione in temperatura (a bordo di ogni solarimetro c'è la misura della temperatura della cella stessa) si può visualizzare il valore di radiazione. Lo svantaggio (vantaggio) di un solarimetro è che esso misura solo ciò che la cella può assorbire, quindi fino ad una lunghezza d'onda di circa 1100 nm (figura 1.5.8.1)



Figura 1.5.8.1: solarimetro digitale

Il piranometro (figura 1.5.8.2) è, invece, caratterizzato sulla sua sommità da una regione sottovuoto che viene esposta alla radiazione solare. All'interno di questa regione è presente una coppia di elementi a contatto che costituiscono una termocoppia, inoltre tale coppia è colorata: un elemento di bianco e un altro di nero. Se non c'è radiazione solare i due elementi sono alla stessa temperatura (temperatura di equilibrio); quando invece la coppia viene investita dalla radiazione solare si crea una differenza di temperatura (a causa del colore diverso).

La differenza di temperatura viene misurata come una tensione: più la radiazione è alta e maggiore è la differenza di temperatura (e quindi di tensione): con

un'opportuna taratura si può associare ad ogni valore di tensione un valore di radiazione.

La risposta di un piranometro di questo tipo può coprire tutto il range di lunghezza d'onda dello spettro solare: approssimativamente da 300 nm a 2800 nm.



figura 1.5.8.2:piranometro solare

CAPITOLO 2

Generazione fotovoltaico

È utile, per una facile comprensione di questo elaborato, avere ben chiari alcuni concetti che stanno alla base della tecnologia fotovoltaica. Qui di seguito saranno espressi in termini semplici i significati di alcuni concetti come: breve storia fotovoltaico, effetto fotovoltaico, cella solare, modello elettrico equivalente di una cella PV, campo fotovoltaico ed altro.

2.1 Breve storia dell'effetto fotovoltaico

La scoperta dell'effetto fotovoltaico risale al 1839, quando un fisico francese, E. Becquerel (1820-1891), presentò lo scritto *Memoires sur les effets electriques produits sous l'influence des rayons* all'accademia delle scienze di Parigi, nel quale esponeva i singolari risultati ottenuti con una cella elettrolitica costituita da due elettrodi di platino immersi in una soluzione elettroconduttrice. L'intensità della corrente generata aumentava quando la cella veniva esposta alla radiazione solare. Inoltre Becquerel si accorse che l'aumento di intensità dipendeva anche dal colore della luce che colpiva la cella.

Nei decenni successivi lo studio di questo fenomeno procedette molto lentamente, rimanendo quasi una curiosità da laboratorio; la teoria che ne spiega il funzionamento risale solo ai primi anni del Novecento per mano di Einstein. Intanto veniva scoperto questo fenomeno in altri materiali, anche di tipo solido, ancora oggi sfruttati in applicazione di tipo fotometrico. La vera impennata nella ricerca e nello sviluppo della tecnologia fotovoltaico si è avuta con la scoperta di materiali che presentavano un rendimento che potesse giustificare l'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico quale fonte energetica alternativa. Nella (tabella 2.1) sono riassunte le principali scoperte di più di un secolo di ricerche nel campo fotovoltaico.

| Anno | Autori | Scoperta |
|------|---------------------|--|
| 1839 | E. Becquerel | Scopre l'effetto fotovoltaico grazie ad una cella elettrolitica |
| 1873 | W. Smith | Scopre la fotoconduttività del selenio |
| 1877 | W.G.Adams, R.E. Day | Osservano il fenomeno nel selenio solido e costruiscono la prima cella di selenio |
| 1883 | C.Fritts | Descrive la prima cella da un wafer di selenio |
| 1887 | Hertz | Scopre che i raggi UV alterano la tensione minima di scarica tra due elettrodi. |
| 1900 | M.Plank | Postula la natura quantica della luce. |
| 1904 | Hallwachs | Trova un composto di rame/ossido fotosensibile. |
| 1904 | A.Einstein | Pubblica i suoi studi sull'effetto fotoelettrico, teorizzandone una spiegazione. |
| 1916 | Millikan | Fornisce la prova sperimentale dell'effetto. |
| 1918 | Czochrolski | Sviluppa una innovativa tecnica per la fabbricazione di silicio monocristallino. |
| 1921 | A.Einstein | Vince il Nobel per i suoi studi sull'effetto fotoelettrico. |
| 1930 | B.Lang, W.Schottky | Pubblicano i loro studi su celle ad ossido di rame |
| 1932 | Audobert,Stora | Scoprono l'effetto fotovoltaico nel solfuro di cadmio (CdS) |
| 1951 | | Vengono prodotte le prime celle di germanio monocristallino |
| 1953 | D. Trivich | Compie il primo calcolo teorico dei rendimenti di conversione dei vari materiali con diversi intervalli di banda basandosi sullo spettro solare. |
| 1954 | Bell, Laboratories | Presentano i risultati di una cella solare al silicio con |

| | | |
|------|------|---|
| | | rendimento del 4,5%, la prima di tipo commerciale |
| 1958 | NASA | Primo uso delle celle solari su un satellite orbitante. |
| 1973 | | La crisi petroliera porta allo sviluppo delle applicazioni terrestri. |
| 1982 | | Prima centrale fotovoltaico (1MW)a Hysperia,California. |

Tabella 2.1:principale scoperte di più di un secolo

La cella del 1954 era costituita da una giunzione planare su silicio monocristallino. Ci si rese conto subito delle potenzialità commerciali di questa cella, ma l'alto costo ne limitava l'applicazione a casi particolare, quali l'alimentazione elettrica dei satelliti artificiali della nascente industria aerospaziale, l'unico settore in cui il costo non costituiva un fattore preponderante: le tradizionali pile, batterie a combustione e l'energia nucleare non erano in grado di immagazzinare energia sufficiente ad una durata comparabile al tempo di utilizzi di un satellite artificiale, mentre il fotovoltaico si rivelò la soluzione ideale per questo impiego.

Negli anni successivi la ricerca si concentrò sia sulla resistenza delle celle alle condizioni ambientali più difficili, cioè al funzionamento nello spazio, che sul miglioramento del loro rendimento (nel 1960 Hoffman Electronics aveva messo in commercio le prime celle con rendimento del 14%), ma sempre per applicazione spaziale.

Negli anni 70,per via della crisi energetica, si cominciò a pensare ad applicazioni terrestri speciali per i foto convertitori, cercando nuove soluzioni tecnologiche e materiali che rendessero il loro costo più abbordabile aumentando, se possibile, il rendimento di conversione. Si sviluppò e continua ancora oggi la ricerca su nuovi materiali fotosensibili come il silicio policristallino ed amorfo (meno costosi del Si monocristallino ma con rendimenti minori), il $CuInSe_2$,il CdTe,il GaAs, su altri materiali polimerici per i substrati e la protezione superiore delle celle (EVA) e su nuove tecnologie, prima fra tutte le tecnologie Thin Film, che sta oramai prendendo

il posto delle celle cristalline e consiste nella costruzione delle celle mediante deposizione di strati sottili di materiali foto convertitori.

-Alcuni applicazioni

L'Aeronautica e l'Esercito statunitensi seguirono molto da vicino lo sviluppo della cella solare a silicio presso i laboratori Bell. Entrambi ritenevano che il fotovoltaico potesse costituire la fonte energetica ideale per un progetto top-secret, i satelliti artificiale orbitanti attorno alla Terra. Grazie a un'assidua crociata condotta da Hans Ziegler, del corpo del Genio Trasmissioni dell'esercito statunitense, la Marina Militare installò sui satelliti un sistema energetica a due sorgenti-batterie chimiche e celle solari al silicio sul satellite Vanguard; mentre le batterie si esaurirono dopo una settimana circa, le celle solari funzionarono per anni.

Già dalla fine degli anni 50 il fotovoltaico forniva elettricità ai satelliti americani e sovietici. Gli ingegneri del solare progettarono moduli sempre più potenti, mentre il nucleare non realizzò mai le aspettative per i satelliti spaziale. Alla fine degli anni 70 le celle solari erano ormai diventate fonte energetica abituale per i satelliti artificiale, e così è ancora oggi. La tecnologia era invece troppo costosa per gli usi terrestri, e lo rimase fino ai primi anni 70, quando Elliot Berman, sostenuto finanziariamente dalla Exxon, progettò un modello solare notevolmente più economico.

Il primo acquirente importante di celle solari per uso terrestre fu l'industria petrolifera, che se ne servì in luoghi non serviti dalle linee elettriche: pannelli fotovoltaici vennero usati al posto di batterie tossiche (ingombranti e dalla vita breve) per alimentare le luci di segnalazione sulle piattaforme petrolifere del Golfo del Messico e nei campi di estrazione del petrolio e del metano, dove servono piccole quantità di elettricità per combattere la corrosione delle teste dei pozzi e dei condotti.

2.2 Principio di funzionamento di una cella fotovoltaica

I materiali utilizzati nelle celle fotovoltaici sono i semiconduttori comunemente utilizzati nella componentistica elettronica. Il silicio è il semiconduttore di gran lunga più noto e costituisce l'elemento di base per le celle più diffuse.

Nei materiali conduttori (metallici), gli elettroni di valenza sono liberi di muoversi e il loro movimento, provocato da un campo elettrico, dà origine alla corrente elettrica. In questo caso, le bande di valenza e di conduzione sono sovrapposte.

Nei materiali semiconduttori, gli elettroni di valenza non si possono muovere, come nei materiali isolanti, ma è piccola la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione, sicché gli elettroni possono passare con facilità nella banda di conduzione, ma solo se ricevono energia dall'esterno.

L'energia necessaria all'elettrone di un semiconduttore per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione può essere fornita dalla luce (effetto fotovoltaico).

A seguito dell'effetto fotoelettrico un semiconduttore diventa conduttore, ma non per questo diventa un generatore elettrico. Per ottenere un generatore elettrico bisogna ricorrere ad una giunzione P-N.

Vale la pena ricordare, anche se in modo semplificato, il significato fisico di una giunzione P-N per meglio comprendere il funzionamento di una cella fotovoltaica. Se nel silicio, che ha quattro elettroni di valenza, si inseriscono atomi di fosforo, i quali hanno cinque elettroni di valenza, si rende disponibile un elettrone di conduzione.

Nel silicio si forma quindi un eccesso di cariche negative (elettroni); si dice che il silicio è drogato negativamente (N).

Se si droga il silicio con una sostanza che ha tre elettroni di valenza, ad esempio il boro, viene a mancare un elettrone; la mancanza di carica elettrica negativa prende il nome di lacuna. Tutto succede come se fosse disponibile una carica positiva: si dice che il semiconduttore è drogato positivamente (P).

Se un semiconduttore P viene messo a contatto con semiconduttore di tipo (N), si forma la nota giunzione P-N.

La regione tipo N ha un eccesso di elettroni, la regione tipo P ha un eccesso di lacune. Nella giunzione P-N, gli elettroni tendono a diffondersi naturalmente dalla regione ad alta densità di elettroni (lato N) alla regione a bassa densità di elettroni (lato P), creando in tal modo un accumulo di carica nella regione P.

Un fenomeno simmetrico avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N.

In definitiva, a ridosso della giunzione si stabilisce un campo elettrico E interno alla giunzione, che si oppone alla ulteriore naturale diffusione delle cariche una volta raggiunta una situazione di equilibrio.

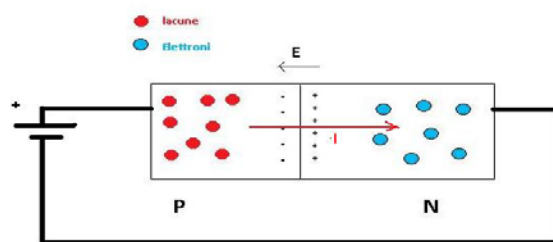


Figura 2.2.1: giunzione P-N equivalente ad un diodo

Se si applica dall'esterno una tensione V_{DD} , la giunzione permette il passaggio di corrente in un senso solo, funziona cioè da diodo.

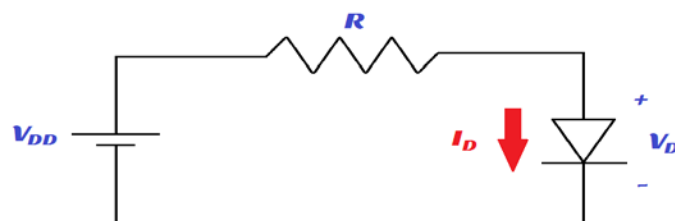


Figura 2.2.2: schema elettrico di un diodo

Se ora la giunzione P-N viene investita dalla luce, la situazione cambia radicalmente, perché la luce fornisce agli elettroni l'energia sufficiente per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione; l'elettrone passando nella banda di conduzione

determina una lacuna. Le cariche elettriche sono messe in movimento dalla differenza di potenziale presente nella giunzione P-N.

Ecco dunque il generatore fotovoltaico: la tensione dovuta alla giunzione P-N mette in movimento le cariche elettriche prodotte nel semiconduttore dall'effetto fotoelettrico.

La cella fotovoltaica non è altro che una giunzione P-N di silicio. La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N, nelle zone lontane si formano le cariche elettriche, ma manca il campo elettrico che le mette in movimento e in buona parte si ricombinano.

Di cui l'importanza che la cella fotovoltaica abbia una grande superficie: maggiore è la superficie e più grande è la corrente.

2.3 Caratteristiche elettriche delle celle fotovoltaiche

Il circuito elettrico equivalente che può essere utilizzato al fine di studiare il comportamento elettrico di una cella fotovoltaica è il seguente:

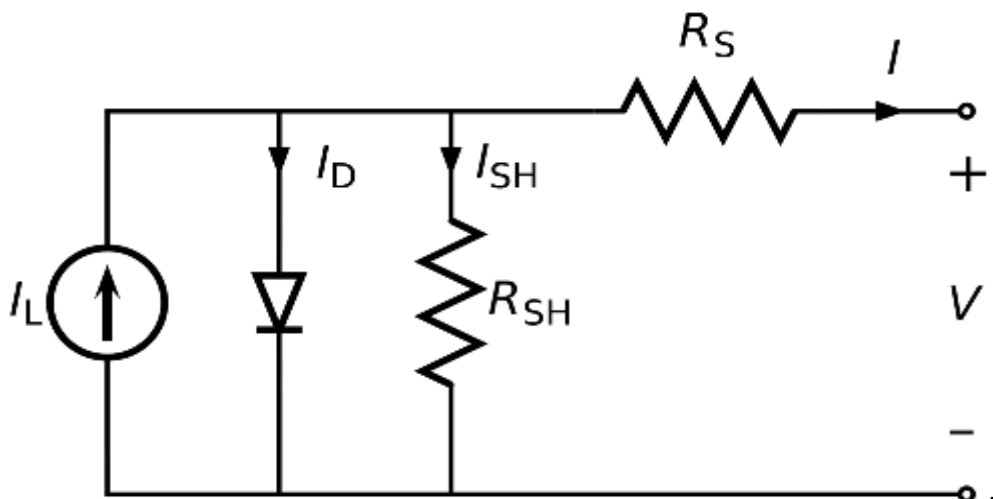


figura2.3.1: circuito elettrico equivalente di una cella fotovoltaica

Il circuito equivalente è costituito da un generatore di corrente in parallelo ad un diodo e la resistenza R_{SH} l'insieme in serie con la resistenza R_S .

Il bilancio delle correnti ci dà:

$$I_L - I_D - I_{SH} = I \quad (1)$$

In cui I_L è la corrente fotovoltaica e I_D è la corrente di saturazione, poiché R_{SH} è in generale grande rispetto alle altre resistenze in parallelo; $I_{SH} = 0$ per cui:

$$I = I_L - I_D \quad (2)$$

$$I_L = a_1 H \quad (3)$$

Dove H è l'irraggiamento solare istantaneo $[\frac{W}{m^2}]$

$$a_1 = 2,5 \times 10^{-7} T + 2 \times 10^{-4} [\frac{Am^2}{W}] \quad (4)$$

T è la temperatura della cella in kelvin.

$$I_D = I_S \left[\exp \frac{q \Delta V}{KT} - 1 \right] \quad (5)$$

$$I_S = 4 \times 10^{-6} T^4 \exp \frac{-q}{KT} \quad (6)$$

q è la carica dell'elettrone $1,6 \times 10^{-19} C$

K è la costante di Boltzmann $1,38 \times 10^{-23} [\frac{J}{K}]$,

Componendo i due termini si ottiene:

$$I = a_1 H - I_S \left[\exp \frac{q \Delta V}{KT} - 1 \right] \quad (7)$$

Graficando I in funzione di ΔV si ottiene la curva caratteristica della cella seguente:

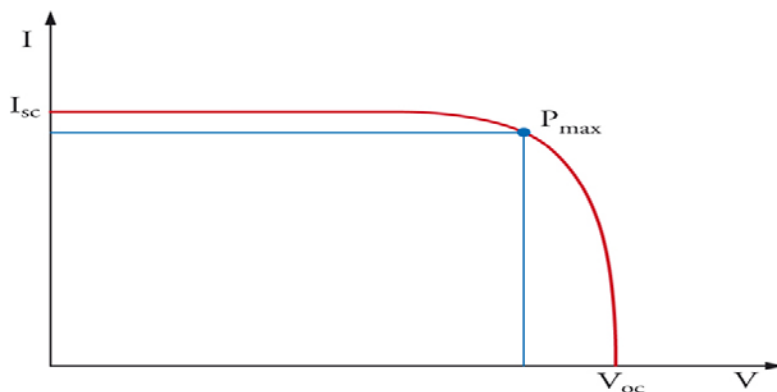


Figura 2.3.2: caratteristica corrente tensione

Quando $V = 0$ e la cella è illuminata, la corrente che scorre è detta corrente di corto circuito $I_{sc} = I_L$, tale corrente dipende dall'irraggiamento solare H e della temperatura della cella.

Quando la corrente è nulla, la tensione è detta tensione di circuito aperto V_{oc}

$$a_1 H - I_s \left[\exp \frac{q \Delta V}{kT} - 1 \right] = 0 = I_L - I_s \left[\exp \frac{q \Delta V}{kT} - 1 \right]$$

da cui possiamo scrivere:

$$V_{OC} = \frac{KT}{q} \ln \left[1 + \frac{I_L}{I_s} \right] \quad (8)$$

La tensione a vuoto V_{OC} dipende essenzialmente dal materiale semiconduttore (per le celle al silicio $V_{OC} \cong 0,5V \div 0,6V$) edecresce all'aumentare della temperatura secondo il grafico seguente:

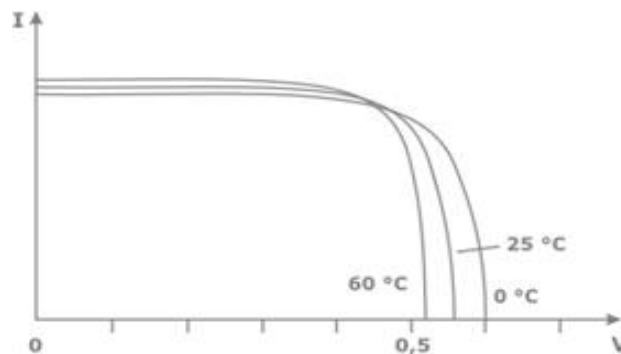


Figura 2.3.3: caratteristica in funzione della temperatura

Quando la cella fotovoltaica è collegata ad un carico R , la corrente che scorrere sulla resistenza R si trova come intersezione tra la curva caratteristica della cella e la retta del carico.

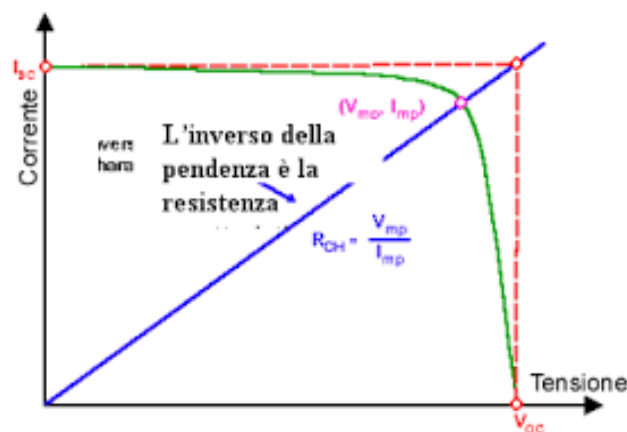


figura 2.3.4: caratteristica della cella con la retta del carico in blue

La potenza elettrica fornita al carico è pari a:

$$P_{el} = I \nabla V = a_1 H \nabla V - I_s \left[\exp \frac{q \Delta V}{kT} - 1 \right] \nabla V [W] \quad (9)$$

Si può calcolare il valore di ∇V tale da massimizzare la potenza elettrica fornita al carico facendo:

$$\frac{dP_{el}}{dV} = 0 = a_1 H \nabla V - I_s \left[\exp \frac{q \Delta V}{KT} \right] - I_s \nabla V \left[\exp \frac{q \Delta V}{KT} \right] \frac{q}{KT} + I_s \quad (10)$$

$$\exp \frac{q \Delta V}{KT} = \frac{a_1 H + I_s}{I_s \left(1 + \frac{\nabla V q}{KT} \right)} \quad (11)$$

Dall'equazione (11) si ricava ∇V risolvendo l'equazione, ∇V è funzione dell'irraggiamento H e della temperatura T .

La corrente che scorre sul carico alla massima potenza vale:

$$I_{\max} = \frac{q \Delta V}{KT} \frac{a_1 H + I_s}{\left(1 + \frac{\nabla V q}{KT} \right)} [\text{A}] \quad (12)$$

La potenza elettrica massima P_{\max} ceduta al carico vale:

$$P_{el\max} = \frac{q \Delta V^2}{KT} \frac{a_1 H}{\left(1 + \frac{\nabla V q}{KT} \right)} [\text{W}] \quad (13)$$

L'efficienza energetica massima della cella solare dipende in massima parte dalle condizioni meteorologiche, per cui per avere un buon termine di confronto tra celle diverse bisogna fissare le caratteristiche standard. Le norme fissano la radiazione perpendicolare a $1000 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right]$, la temperatura a $25 \text{ }^\circ\text{C}$, la massa d'aria AM1,5.

$$\eta_{\max} = \frac{P_{el\max}}{HS} = \frac{q \Delta V^2}{KT} \frac{a_1}{\left(1 + \frac{\nabla V q}{KT} \right) S} \quad (14)$$

S è la superficie della cella colpita della radiazione solare.

Si definisce il fattore di riempimento FF (fill factor), tanto più è elevato il fattore di riempimento tanto più è squadrata la caratteristica della cella.

I valori elevati del fattore di riempimento sono indicativi della qualità globale della cella. Per le celle in commercio i valori tipici si collocano nell'intervallo $0,7 \div 0,85$.

$$FF = \frac{P_{el\max}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (15)$$

2.4 Perdite di energia nelle celle fotovoltaiche

Come tutti i dispositivi elettrici le celle fotovoltaiche presentano delle perdite, si possono citare:

-Perdite termiche

Gran parte della radiazione solare incidente sulla cella non può essere sfruttata, parte viene riflessa mentre parte viene assorbita producendo calore che incide negativamente sul rendimento del sistema, tali perdite sono dovute all'assorbimento incompleto della radiazione e all'utilizzazione parziale dell'energia dei fotoni. Per ridurre tale perdita sono stati sviluppati dei dispositivi chiamati tandem cells o celle a giunzione multipla che rappresentano la sovrapposizione di più celle le quali assorbono la luce a diversi livelli energetici ottimizzando la conversione. Tali dispositivi permettono di raggiungere efficienze oltre il 30%.

-Ricombinazione o Perdite di raccolta

Si ha quando una coppia elettrone-lacuna si attirano ricombinandosi. Tale fenomeno si presenta soprattutto quando vi sono impurità presenti nel materiale, quando vi sono dei difetti nella struttura cristallina oppure in prossimità della superficie del semiconduttore dove il livello energetico non è tale da provocare il completo passaggio dell'elettrone nella banda di conduzione (defectenergy level), la lacuna creata durante il processo tende ad attirare verso di sé l'elettrone provocando la ricombinazione. Un importante punto di ricombinazione sono i contatti metallici dei terminali posti in contatto con il semiconduttore. Per ridurre al massimo le ricombinazioni ci possono essere diversi interventi: porre uno strato di ossido per ridurre la superficie di ricombinazione; ridurre voltaggio e corrente in uscita della cella.

-Perdite a vuoto

Dipendono strettamente dalla corrente inversa di saturazione I_D la quale dipende da due fenomeni: numero delle ricombinazioni e numero delle giunzioni. È possibile ridurre tale corrente riducendo la tensione a vuoto V_{oc} .

-Perdite a carico

Sono dovute alla corrente circolante. Possono essere viste come il rapporto tra le cariche generate dall'assorbimento della luce e le cariche che effettivamente oltrepassano alla giunzione.

-Luce riflessa

La luce che viene riflessa dalla cella non partecipa alla conversione, può essere vista come una perdita di carico. Per ovviare a tale inconveniente si adottano delle tecniche di surfacetexturing ovvero procedimenti che limitano la riflessione della superficie della cella esposta alla luce solare.

-Perdite ohmiche

Dipendono dalle resistenze interne che possono essere viste come un'unica resistenza equivalente R_s . Tale resistenza provoca una riduzione del Fill Factor FF e l'equazione caratteristica della cella varia.

2.5 Tipologie di celle fotovoltaiche

2.5.1 Celle in silicio cristallino

Le celle in silicio cristallino (mono e policristallino) rappresentano circa il 90% del mercato fotovoltaico; il resto è suddiviso tra celle a film sottile o destinate a tecnologie particolare.

Il silicio viene purificato e fuso per formare un lingotto, che viene tagliato in strati sottili, dell'ordine del centinaio di micron.

Si procede poi al drogaggio del silicio per formare la giunzione P-N, si applicano i contatti elettrici sulle superfici e si tratta la superficie anteriore con materiale antiriflettente.

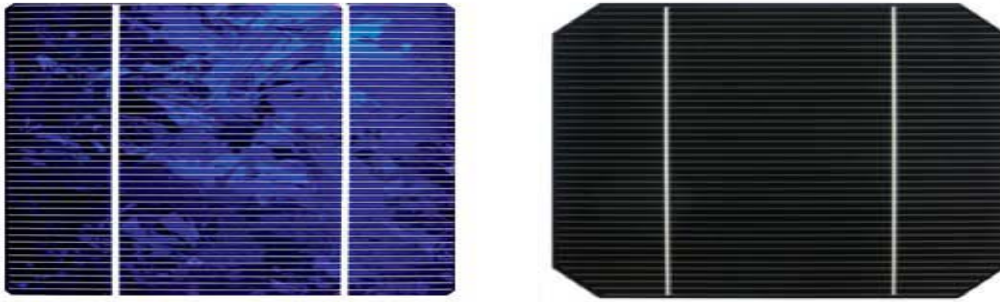


Figura 2.5.1.1: Celle in silicio cristallino (mono e policristallino)

2.5.2 Celle a film sottile

Le celle a film sottile utilizzano semiconduttore particolari, come CdTe (tellurio di cadmio), il CIS (solfuro di indio e rame), il CIGS (solfuro di rame, indio e gallio) o più frequentemente il silicio amorfo.

Uno strato semiconduttore di pochi micron viene depositato, tramite processi fisici e chimici, su di una superficie di supporto, donde di nome di celle a film sottile per distinguerle dalle celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micron.

Il risparmio di materiale semiconduttore è notevole. Il supporto può essere anche flessibile e questo amplia il campo di applicazione delle celle a film sottile.

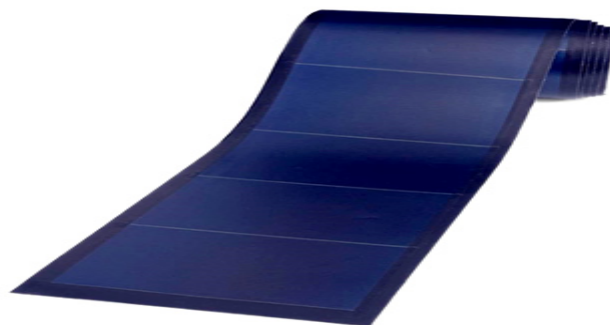


Figura 2.5.2.1: Celle a film sottile

Infine, occorre meno energia per produrre una cella a film sottile rispetto ad una cella di silicio cristallino. A fronte di questi vantaggi, le celle a film sottile forniscono prestazioni inferiori e variabili nel tempo, inoltre i processi produttivi non sono

ancora ottimizzati; per queste ragioni è previsto un tasso di sviluppo maggiore per le celle a film sottile a fronte di un elevato margine di riduzione dei costi di produzione.

2.5.3 Altre tecnologie

Nelle applicazioni dove è richiesta un'alta efficienza di conversione, per lo spazio limitato, si utilizzano celle all'arseniuro di gallio (GaAs), le quali possono raggiungere una efficienza del 25%.

Sono state recentemente immerse sul mercato celle costituite dalla sovrapposizione fisica di più giunzioni P-N (celle multi-giunzione). Ogni singola giunzione necessita di una energia diversa per provocare il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, si riesce così ad utilizzare l'energia di un numero maggiore di fotoni dello spettro solare, con un'efficienza di conversione superiore al 30% (limite teorico 50%).

Un'interessante prospettiva a medio termine è quella di concentrare la luce del sole su celle multi-giunzione. Sono già stati realizzati sistemi con efficienza di conversione fino al 40% (limite teorico 60%).

2.6 Il modulo

Una cella fotovoltaica eroga una potenza di qualche watt: troppo piccolo per i comuni impieghi.

Più celle (uguali) vengono quindi collegate elettricamente e assemblate meccanicamente per formare un modulo, il quale costituisce il componente base, commercialmente disponibile sul mercato, per la realizzazione di impianti fotovoltaici.

La tensione totale di più celle collegate in serie è data dalla somma delle tensioni; la corrente è quella della singola cella.

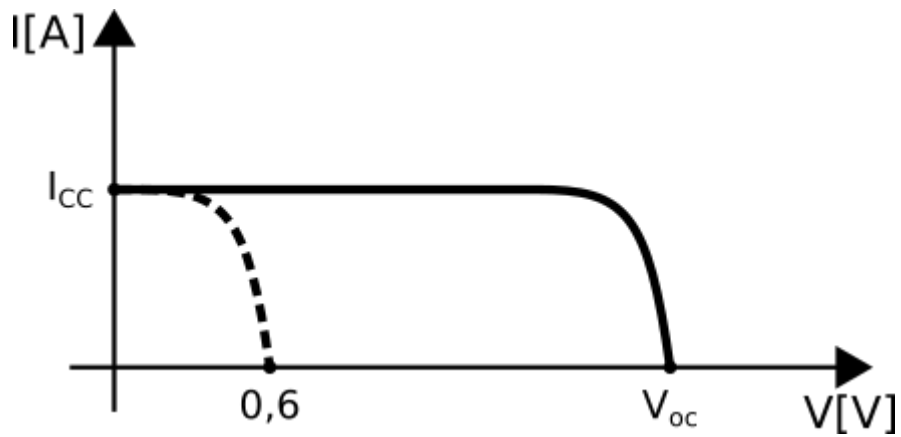


Figura 2.6.1: Collegamento di più celle in serie

Più celle collegate in parallelo forniscono una corrente somma delle correnti delle celle, la tensione è quella della singola cella.

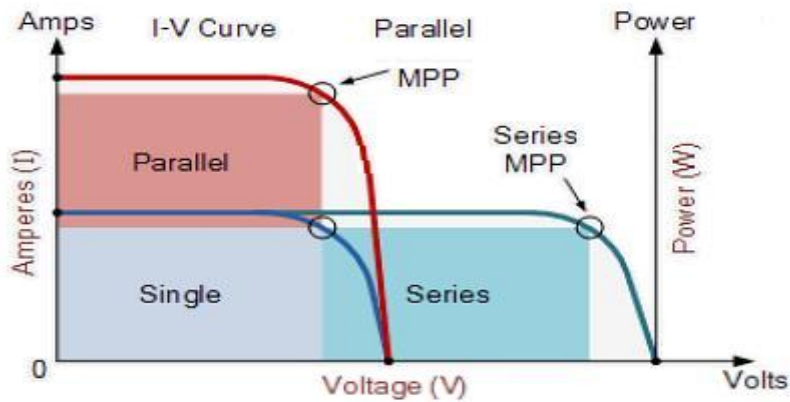


Figura 2.6.2: collegamento di più celle in parallelo

Combinando tra loro blocchi di celle, in serie e in parallelo, si ottengono moduli con tensione e correnti diversi.

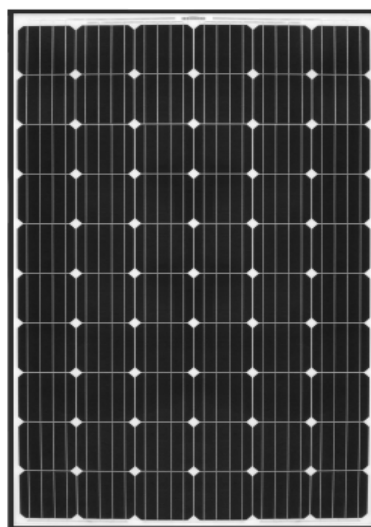


Figura 2.6.3: modulo fotovoltaico

Le celle fotovoltaiche non sono tutti uguali tra di loro, per le inevitabili difformità di fabbricazione, sicché due blocchi di celle, collegati in parallelo, non hanno la stessa tensione. Si forma così una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore. Ne consegue che una parte della potenza prodotta dal modulo si perde all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch o di dissimmetria).

La disuguaglianza tra le celle può essere determinata anche da un irraggiamento solare, ad esempio una parte di celle sono in ombra, oppure dal loro deterioramento nel tempo. Tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è soggetto alla tensione delle altre celle, la quale può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo.

Il diodo di by-pass di cui sono dotati i moduli limita tale fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo in ombra o danneggiata. In genere, si impiegano 2÷4 diodi di by-pass per modulo.

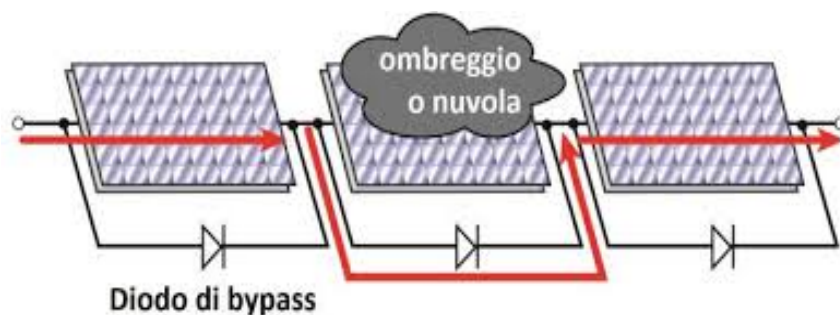


Figura 2.6.4: il diodo di by-pass esclude le celle in ombra o danneggiate

2.7 Stringhe e campo fotovoltaico

La modularità è un vantaggio della tecnologia fotovoltaico (il nome modulo non è casuale).

Più moduli collegati in serie formano una stringa. Più stringhe in parallelo formano il campo fotovoltaico.

In definitiva, il campo fotovoltaico è un insieme di moduli opportunamente collegati, in modo da ottenere la tensione prestabilita (più moduli in serie) e la potenza richiesta (più stringhe in parallelo), il generatore fotovoltaico è la parte in corrente continua dell'impianto fotovoltaico fino all'uscita in corrente alternata dell'inverter. Una delle prime scelte progettuali riguarda la tensione nominale del generatore fotovoltaico. Infatti, a pari potenza generata, una tensione minore corrisponde a una corrente maggiore, la quale richiede cavi di sezione più grande soprattutto per limitare le perdite. Per contro, con la tensione aumentano i problemi per l'isolamento e per reperire sul mercato dispositivi di protezione e di manovra sotto carico in corrente continua.

Tra le stringhe del campo fotovoltaico si forma lo stesso fenomeno di mismatch descritto tra le celle all'interno di un modulo, a seguito delle inevitabili disuguaglianze tra i moduli, diverso irraggiamento sulle stringhe, ombre e guasti in una stringa. Tale fenomeno può provocare perdite dell'ordine del 5% della potenza erogata. Per evitare la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi di blocco.

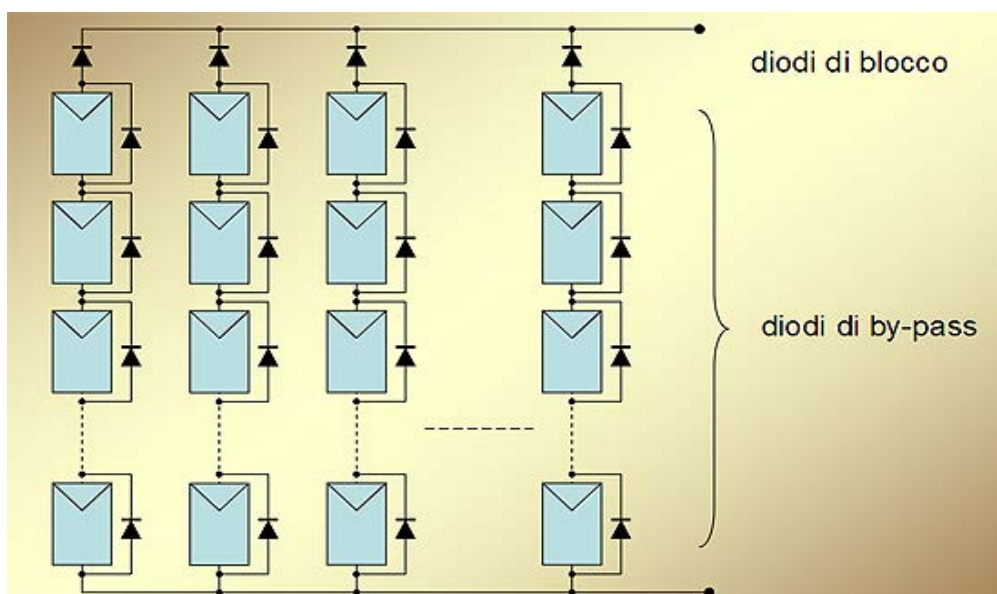


Figura 2.7.1: campo (più stringhe in parallelo) fotovoltaico con diodi di blocchi e di by-pass

2.8 L'inverter

La corrente continua del generatore fotovoltaico deve essere convertita in corrente alternata per essere utilizzata o immersa nella rete di distribuzione pubblica. Questa è la funzione principale svolta dall'inverter (convertitore).

Lo schema di principio di un inverter è schematizzato in nella figura seguente.

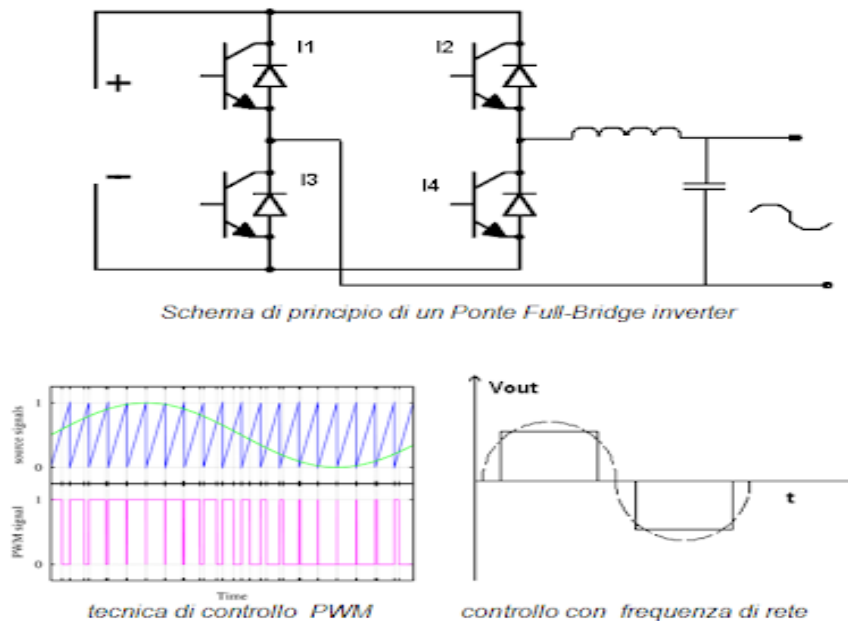


Figura 2.8.1: schema di principio di un inverter

I transistor sono pilotati da un segnale, che nella forma più semplice on-off fornirebbe in uscita una onda quadra. La tecnica più sofisticata per ottenere un'onda sinusoidale si basa sulla modulazione di larghezza di impulso (PWM: Pulsewavemodulation), la quale permette di variare anche il valore della tensione e della frequenza. La forma d'onda della tensione in uscita dall'inverter non è perfettamente sinusoidale, ma è affetta da armoniche.

Il trasformatore riduce il contenuto di armoniche ed eleva il valore di tensione a quello di rete.

Si può utilizzare un trasformatore ad alta frequenza (10kHz-50kHz) per ridurre le dimensioni, ma si complica l'elettronica dell'inverter. La presenza di un

trasformatore, soprattutto a bassa frequenza, riduce il rendimento del generatore fotovoltaico.

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto di funzionamento in cui esso si trova ad operare, per ottimizzare l'energia ottenibile dall'impianto fotovoltaico, si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine viene impiegato all'interno dell'inverter stesso, un convertitore DC/DC adeguatamente controllato, che prende il nome di inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: maximum power point tracking).

La caratteristica corrente-tensione del generatore fotovoltaico cambia con l'irraggiamento solare, il quale varia repentinamente se il tempo è perturbato.

È quindi importante non solo l'accuratezza con cui l'inverter individua il punto di massima potenza, ma soprattutto la velocità con cui insegue tale punto (tempo di assestamento).

L'inverter sincronizza la tensione e la frequenza a quella di rete ai fini della massa in parallelo con la rete stessa e si disattiva automaticamente (va in stand-by) in mancanza della rete, o se i valori di tensione e di frequenza escono dai limiti prestabiliti.

L'inverter funziona entro un intervallo di tensione in ingresso, al di fuori del quale va in stand-by.

La tensione del generatore fotovoltaico (cioè la tensione delle stringhe) è massima quando la temperatura del modulo è minima (ad esempio -5°C), ed è minima quando la temperatura del modulo è massima (ad esempio 70°C).

Occorre quindi scegliere l'inverter in modo che la tensione massima e la tensione minima del generatore fotovoltaico rientrino nella finestra di tensioni accettate dall'inverter con un buon margine di sicurezza.

2.9 Tipologie di impianti fotovoltaici

Esistono sostanzialmente due tipologie di impianti fotovoltaici.

- Grid-connected, è collegato alla rete e copre la maggioranza degli impianti. Non richiede dispositivi di accumulo, il punto di lavoro è ottimizzato per iniettare, istante per istante, la massima potenza nella rete elettrica. L'uscita deve sincronizzarsi automaticamente alla frequenza di rete. Può svolgere anche funzionalità di filtro attivo.

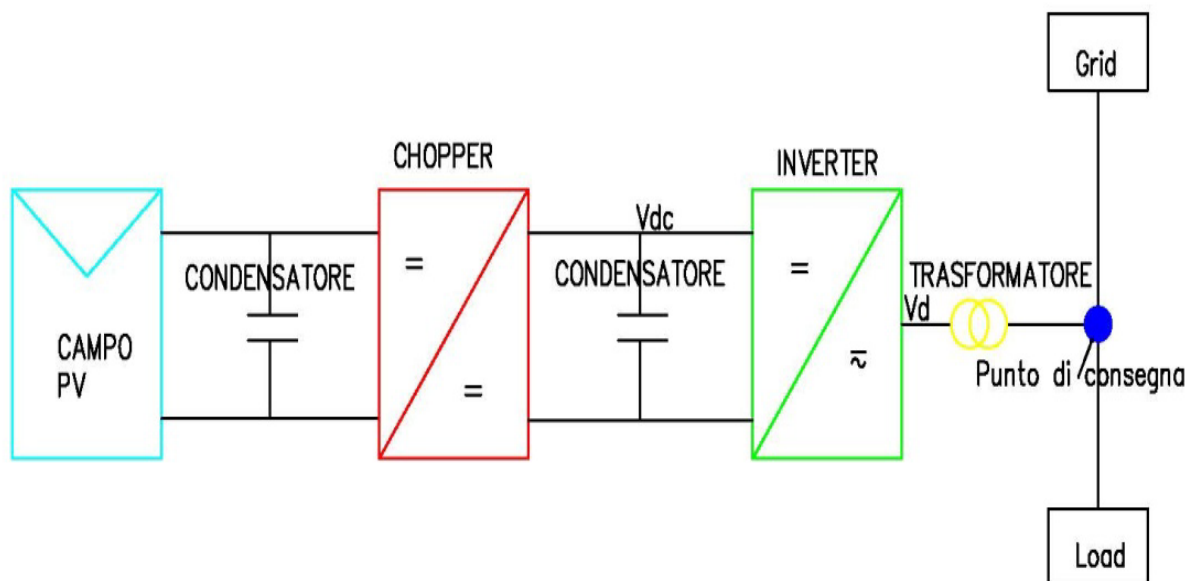


Figura 2.9.1: impianto fotovoltaico grid-connected

- Stand-alone, è isolato dalla rete e copre una parte molto residuale, in termini di potenza, degli impianti installati. Richiede dispositivi di accumulo (rare eccezioni: pompe). Presenta diverse modalità di funzionamento a seconda dell'entità dei flussi di potenza (fotovoltaico, batterie, utenze). La tensione di uscita è regolata in ampiezza e frequenza (tipo UPS).

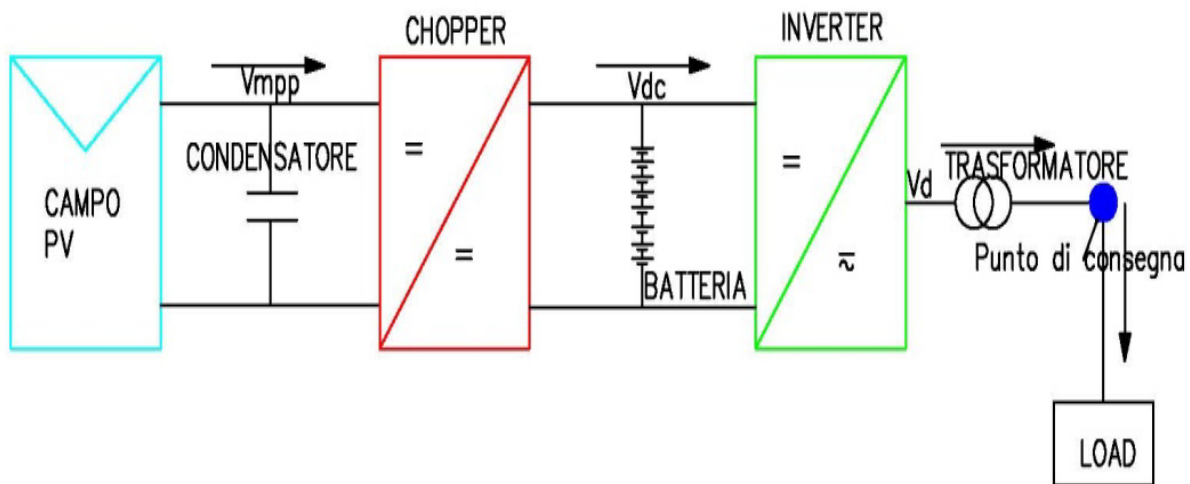


Figura 2.9.2: impianto fotovoltaico stand-alone

2.10 Configurazione degli impianti fotovoltaici

Le configurazioni degli impianti fotovoltaici possono essere di diversi tipi. A volte può capitare che gli inverter per applicazione fotovoltaiche abbiano integrati al loro interno uno o più chopper (in serie all'inverter vero e proprio).

Possono quindi essere presenti più chopper, collegati in parallelo al medesimo inverter, a cui possono collegare parti diverse dell'impianto (magari anche esposte alla radiazione in modo diverso) in modo che ogni chopper faccia un inseguimento della massima potenza indipendente e venga massimizzata la potenza per ciascuna parte del campo fotovoltaico. Se un inverter presenta più chopper in parallelo si dice che ha più cassette: nei datasheet dell'inverter viene indicato il numero di ingressi indipendente (MPPT indipendenti). Tutti i chopper afferiscono al medesimo bus DC e ciò non è un problema in quanto la tensione V_{dc} è fissata dall'inverter, ogni chopper fissa la tensione in ingresso (ai capi della parte del campo fotovoltaico) regolando il proprio duty cycle per inseguire il punto MPP, pertanto i vari chopper (boost) non sono in conflitto tra loro.

Il condensatore tra il fotovoltaico e il chopper viene inserito per far sì che vengano limitate le oscillazioni di tensione all'ingresso (le armoniche di tensione si richiudono sul condensatore).

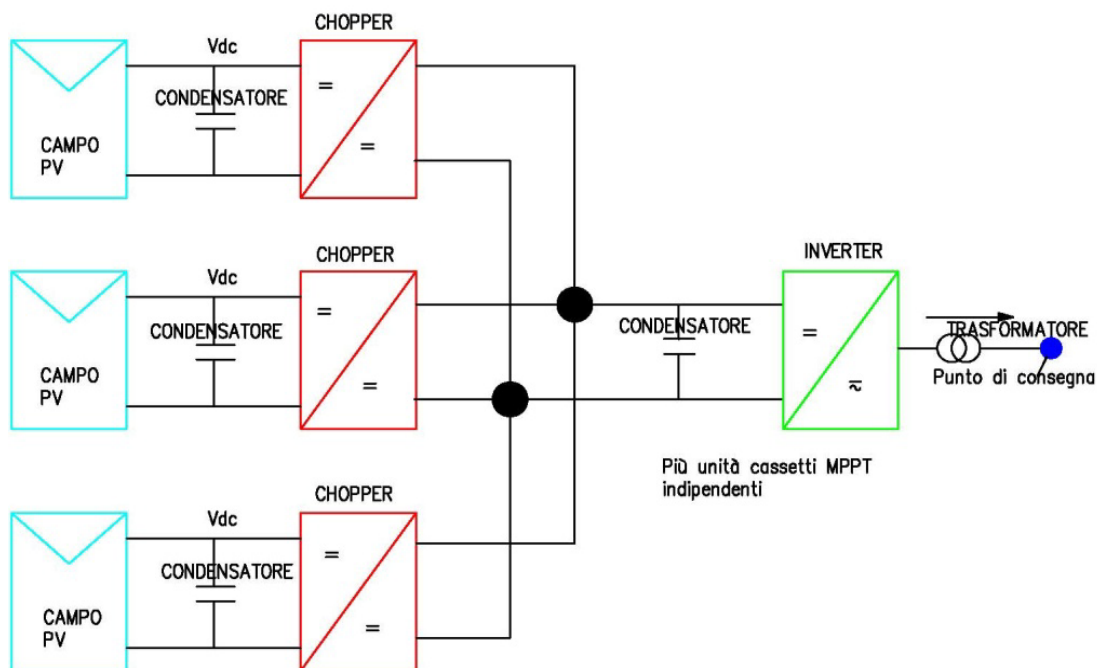


Figura 2.10.1: configurazione di un inverter per fotovoltaico con più cassette

Un'altra configurazione impiegata, per impianti di potenza ridotta (circa 20 kW), è quella che utilizza tre inverter monofase, collegati generalmente a stella, per collegarsi ad una rete trifase. Si hanno dunque tre diversi convertitori che gestiscono in modo totalmente indipendente la parte di impianto fotovoltaico a cui sono collegati e quindi l'inseguimento della massima potenza.

Nel momento in cui le potenze che si raccolgono sono diverse si viene a creare uno squilibrio di potenza tra le fasi che può essere accettabile fino ad una differenza di circa 6 kW tra le potenze immesse (pari alla massima potenza utilizzabile).

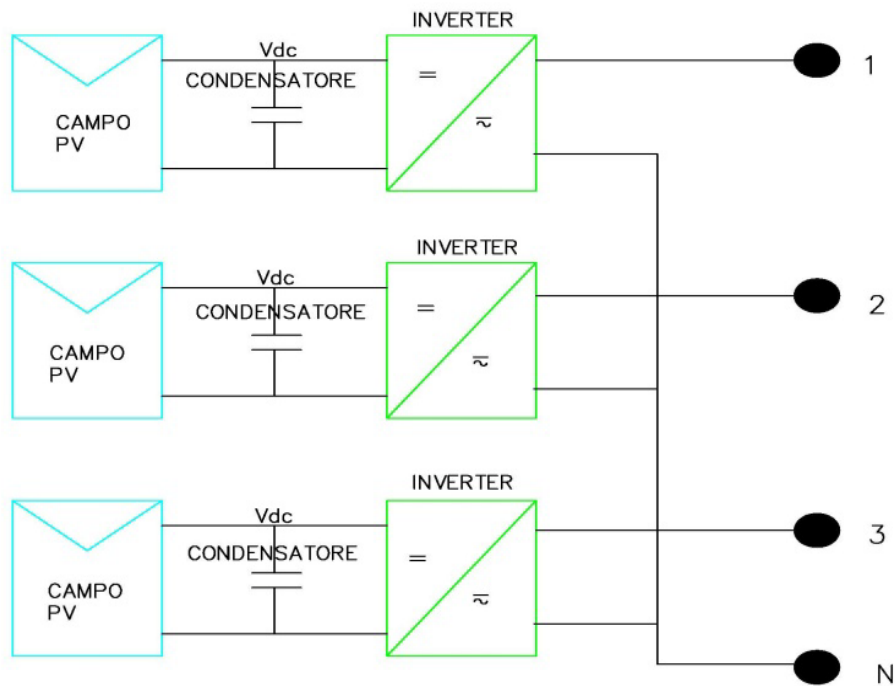


Figura 2.10.2: configurazione trifase con tre inverter monofase

L'ultima configurazione possibile è in cui si collega l'inverter direttamente al campo fotovoltaico. Il collegamento privo di chopper viene utilizzato negli impianti molto grandi, che gestiscono elevate potenze, in cui sarebbe necessario un chopper dimensionato sulla massima potenza che, sebbene abbia un rendimento intorno al 99%, produrrebbe perdite di potenza non trascurabili (1% su una potenza di decine di MW).

In questo caso, l'inseguimento della massima potenza viene fatto dall'inverter con la tensione del bus DC, quindi c'è un margine di lavoro più stretto nel dimensionamento: la V_{dc} deve soddisfare la tensione minima senza avere il grado di libertà offerto dal chopper.

CAPITOLO 3

Colonnine di ricariche elettriche

3.1 Introduzione

Una delle principali preoccupazioni industriali oggetto anche alla particolare attenzione da parte dei governi mondiali è il settore automobilistico.

Infatti, l'automobile è il mezzo di spostamento che è stato perfezionato nel tempo in base alle esigenze dell'uomo, ma bisogna anche notare che in generale il settore dei trasporti è un settore industriale che da anni non ha portato grandi innovazioni, quindi presenta ancora la stessa tecnologia di trent'anni fa.

Attualmente, grazie alle nuove normative Europee sull'ambiente e le riduzioni di emissioni di CO₂, si sta passando a nuove forme di alimentazione per ridurre le emissioni di CO₂ ed evitare di utilizzare in maniera eccessiva i combustibili fossili. Una soluzione importante e valida è stata puntata attraverso i veicoli completamente elettrici dato il rendimento energetico nettamente superiore e l'assente emissione di gas inquinanti.

Purtroppo, gli utenti non sono ancora convinti ad utilizzare i veicoli elettrici soprattutto per la mancanza di infrastrutture e servizi a supporto degli utenti, ciò provoca un'insicurezza riguardo all'autonomia sufficiente per arrivare a destinazione, quindi genera l'infondata idea che i veicoli elettrici sono utilizzabili solo in città o ancora per i destinazioni brevi.

3.2 Breve Storia dei veicoli elettrici

Un veicolo elettrico è un mezzo mobile la cui fonte di energia per la propulsione è di tipo elettrico, in cui motore usa le leggi dell'elettromagnetismo.

Nel 1789, Luigi Galvani (figura 3.1) scoprì casualmente il principio elettrico alla base della batteria, la storia prosegue con un altro Italiano, il fisico Alessandro Volta (figura 3.1), che inventò la pila nel 1799 e la battezzò elettromotore.

Nella sua comunicazione del marzo 1800 alla Royal society, Volta descrive il suo apparato.

"Non è che l'insieme di un numero di buoni conduttori di differente specie, disposti in modo particolare, 30, 40, 60 pezzi, o più, di rame, o meglio d'argento, applicati ciascuno a un pezzo di stagno o, ciò che è molto meglio, di zinco, e un numero uguale di strati d'acqua, o di qualche altro umore che sia miglior conduttore dell'acqua semplice, come l'acqua salata, la liscivia, ecc., o dei pezzi di cartone, di pelle ecc., bene imbevuti di questi umori: di tali strati interposti a ogni coppia o combinazione di due metalli differenti, una tale serie alternata, e sempre nel medesimo ordine di questi tre pezzi conduttori, ecco tutto ciò che costituisce il mio nuovo strumento."

Il primo motore elettrico è stato inventato da uno statunitense, Joseph Henry nel 1830. In realtà poi l'invenzione è stata accreditata ad un altro americano Thomas Davenport nel 1834 che l'anno successivo brevettò un trenino elettrico da lui costruito. Il primo veicolo vero e proprio risulta di uno scozzese, Robert Davidson, nel 1839 ed era una locomotiva.

Il primo veicolo elettrico italiano è progettato dal conte Giuseppe Carli, lo costruì nel 1892, era a tre ruote, con tubi di acciaio, di piccole dimensioni (lunghezza 1,80 m e larghezza 1,20 m) pesava appena 140 Kg, usava un motore elettrico da 1 cv e vi era spazio per due persone.

Il motore elettrico 1 cv assorbiva 940 W cui trasmessi 735 W e arrivava a 3000 giri al minuto. La batteria era costituita da dieci piccoli accumulatori (con 10 ore di autonomia) e un dispositivo di inversione della rotazione consentiva la retromarcia.



3.3 Punto di ricarica

Il punto di ricarica è una interfaccia in grado di caricare uno o più veicoli elettrici contemporaneamente.



Figura 3.2: punto di ricarica

Il decreto legislativo del 13-01-2017 stipula che entro il 31 dicembre 2017, i comuni devono adeguare il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza della medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello nonché per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative, per un numero di spazi a parcheggio e box auto non inferiore al 20% di quelli totali e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello hanno l'obbligo della predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascun posteggio.

-Punto di ricarica accessibile al pubblico

È un punto di ricarica o di rifornimento per la fornitura di combustibile alternativo che garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento. A tal fine, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:

- 1) un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;
- 2) un punto di ricarica collegato a un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica.

-Punto di ricarica non accessibile al pubblico

Si tratta di un punto di ricarica installato in un edificio residenziale privato o in una pertinenza di esso, riservato esclusivamente ai residenti, o destinato esclusivamente alla ricarica di veicoli in servizio all'interno di una stessa entità, installato all'interno di una recinzione dipendente da tale entità.

3.4 Principali tecnologie del processo di ricarica

Le due principali alternative per la ricarica elettrica sono quelle in modalità corrente continua (DC) ed in corrente (AC). Per la modalità di ricarica in corrente alternata che ad oggi rappresenta la modalità più diffusa, sono previste tre alternative di ricarica (Modo 1, Modo 2, Modo 3) mentre per la modalità di ricarica in corrente continua è previsto un'unica alternativa definita Modo 4.

3.4.1 Modo di ricarica

Per le stazioni di ricarica la norma di riferimento è la IEC 61851-1. La norma prevede un'elettronica di controllo che utilizza un sistema di comunicazione "universale" tra la stazione ed il veicolo attraverso un circuito

PWM(PulseWidthModulation), necessario per garantire la sicurezza del processo di ricarica, sia per le persone che per evitare danneggiamenti del pacco batterie del veicolo.

- **Modo 1**

Ricarica domestica senza PWM. Il Modo 1 consiste nel collegamento diretto del veicolo elettrico alle normali prese di corrente. Non è quindi previsto il Control Box. Questa modalità è adatta solo a bici elettriche e alcuni scooter. Non è applicabile per le auto elettriche.

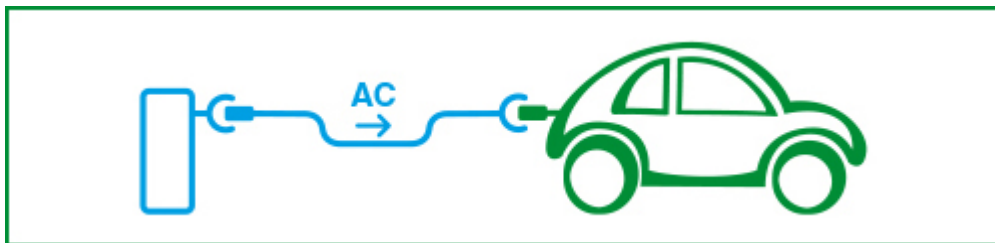


Figura 3.3: modo di ricarica 1

- **Modo 2**

Ricarica domestica e aziendale, lenta o veloce. Sul cavo di alimentazione del veicolo è presente un dispositivo denominato Control Box (Sistema di sicurezza PWM) che garantisce la sicurezza delle operazioni durante la ricarica, le prese utilizzabili sono quelle domestiche o industriali fino a 32A (sia monofase che trifase – max 22 kW).

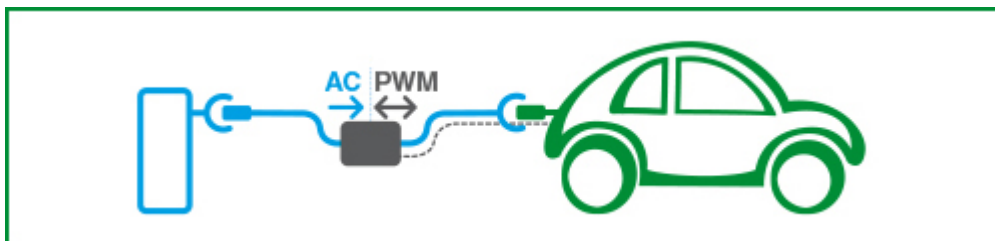


Figura 3.4: modo di ricarica 2

- **Modo 3**

Ricarica per ambienti pubblici. Si tratta della modalità obbligatoria per gli ambienti pubblici, la ricarica deve avvenire tramite un apposito sistema di alimentazione

dotato di connettori specifici, è presente il sistema di sicurezza PWM, la ricarica può essere di tipo lento (16A 230V) oppure rapido (fino a 32A, 400V).

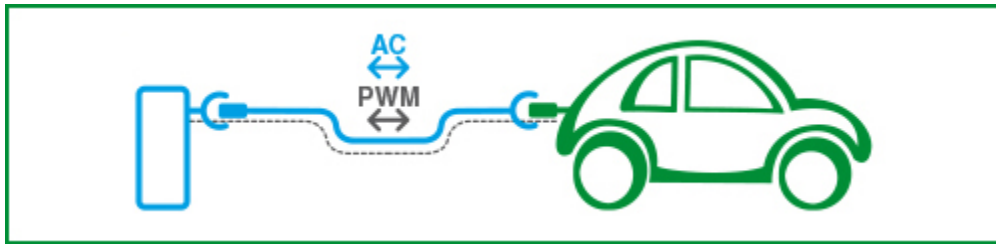


Figura 3.5: modo di ricarica 3

- **Modo 4**

Ricarica diretta in corrente continua (DC). Può arrivare fino a 200 A e 400V. Con questo sistema è possibile ricaricare i veicoli in pochi minuti, il caricabatterie è esterno al veicolo (nella colonnina). Esistono due standard: CHAdeMO e CCS Combo.

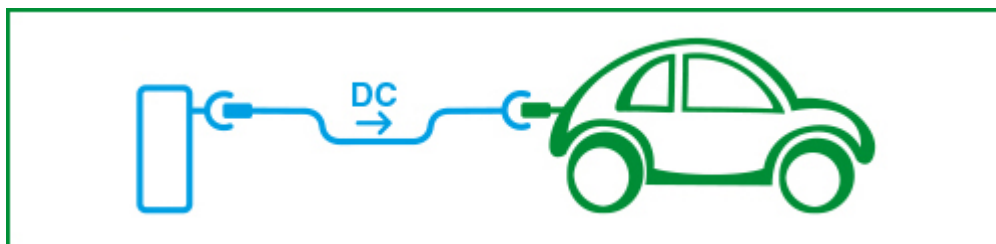


Figura 3.6: modo di ricarica 4

3.4.2 Connettori di ricarica

- Tipo 1

Il connettore di ricarica tipo 1 è monofase, 2 contatti pilota, con un'intensità di corrente e tensione massima 32 A e 230V può arrivare a 7,4kW di potenza.

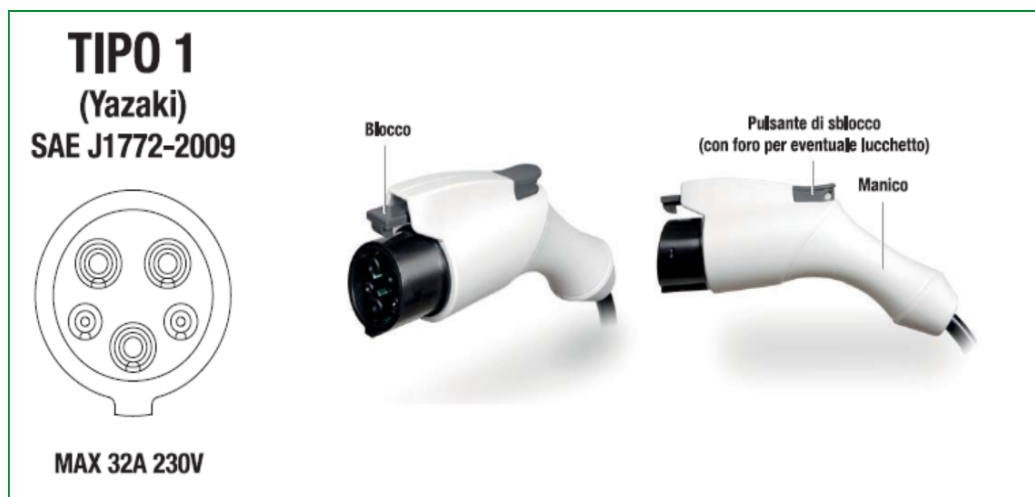


Figura 3.7: connettore di ricarica tipo 1

- Tipo 2

Il connettore di ricarica tipo 2 è sia monofase che trifase, ci sono due contatti pilota con intensità di corrente e tensione massima 32/63 A e 230/400V, si trova sia sui veicoli, sia sulle colonnine.



Figura 3.8: connettore di ricarica tipo 2

- Tipo 3A

Il connettore di ricarica tipo 3A è monofase, con un contatto pilota, con un'intensità di corrente e tensione massima 16, 230V, è utilizzato solo per i veicoli leggeri (scooter e quadri cicli).



Figura 3.9: connettore di ricarica tipo 3°

- Tipo 3C

Il connettore di ricarica tipo 3C è sia monofase che trifase, con 2 contatti pilota e con un'intensità di corrente massima di 32/62A, con una tensione di 230/400V, si trova solo sulle colonnine.



Figura 3.10: connettore di ricarica tipo 3C

- CHAdeMO

- Il connettore di ricarica CHAdeMO è lo standard per la ricarica veloce in corrente continua (DC) più diffuso al Mondo. Utilizzato e diffuso già da alcuni anni, è presente ad esempio sui veicoli Nissan, Mitsubishi, Peugeot Citroen.

I veicoli dotati di questo standard hanno quindi due connettori, CHAdeMO per le ricariche continua DC e un connettore per la ricarica in alternata AC (normalmente Tipo 1).



Figura 3.11: connettore di ricarica CHAdeMO

- CCS COMBO2

Il connettore di ricarica CCS (Combined Charging System) consiste in un unico connettore di ricarica sul veicolo elettrico, che consente sia la ricarica rapida in corrente continua (DC) sia la ricarica lenta in corrente alternata (AC). In Europa il CCS è realizzato a partire dal connettore Tipo 2, per cui il sistema prende il nome di Combo2. Questo sistema è oggi adottato da alcune case automobilistiche europee (ad esempio BMW e Volkswagen).

3.5 Modalità di funzionamento

A seconda della versione e del tipo di collegamento tra le stazioni, sono disponibili diverse modalità di funzionamento:

- stand-alone personale con blocco spina
- stand-alone free senza blocchi
- stand-alone free con blocco
- stand-alone personale senza blocchi
- stand-alone personale con blocco spina e coperchio
- net con blocco spina

- net con blocco spina e coperchio

3.5.1 Interfaccia utente e tipi di colonnine



Figura 3.12: interfaccia utente

- 1) Illuminazione generale: indica la carica in corso quando è blu, non in carica quando è verde, in guasto quando è rossa e mancanza alimentazione se spenta.
- 2) Display LCD: fornisce all'utente le istruzioni su come effettuare la carica, visualizza le informazioni relative alla carica in corso e descrive eventuali anomalie.
- 3) Led di funzionamento bianco: indica il funzionamento regolare quando è acceso fisso e segnala una condizione di guasto quando è spento; in fase di inizializzazione e verifiche in corso può essere spento o lampeggiante; durante la registrazione delle card è lampeggiante.
- 4) Led di funzionamento blu: indica la carica in corso quando è acceso fisso e carica sospesa quando è lampeggiante; durante la registrazione delle card è lampeggiante.
- 5) Lettore RFID: per abilitare la carica o aprire il coperchio della presa, la User Card deve essere appoggiata sopra quest'area.
- 6) Pulsante di sblocco spina e fine carica.

7) Presa di corrente che può essere di tipo 3A (monofase 16 A), tipo 3C (monofase 16/32 A e trifase 16/32 A) o tipo 2 (monofase 16/32 A e trifase 16/32 A) con o senza blocco antiestrazione integrato conformi alla norme IEC 62196-1 e IEC 62196-2. Nel caso di cavo e presa mobile permanentemente connessi alla stazione (modalità di collegamento di tipo C) sono previsti connettori di tipo 1 (monofase) e tipo 2 (monofase/trifase fino a 63 A).

- Colonnine in lamiera verniciate
- Colonnine in acciaio INOX
- Colonnina in COR-TEM
- Colonnina light

3.5.2 Schema elettrico della colonnina

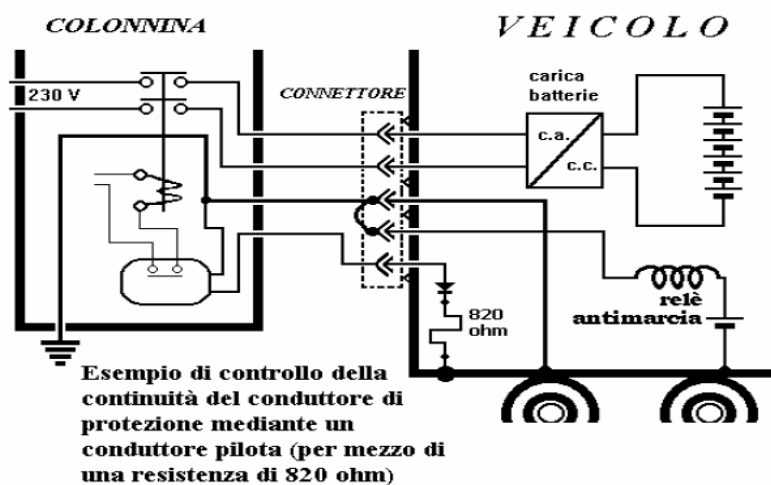


Figura 3.13: schema elettrico colonnina e veicolo

3.6 Ricarica di una auto elettrica

La modalità di ricarica delle auto elettriche è uguale in tutta Europa, questa modalità è definita dalla norma internazionale IEC 61851. Le auto elettriche si ricaricano in corrente alternata (monofase 220-230 e trifase 380-400) e la colonnina di ricarica deve essere dotata di una presa standard tipo 2. Il proprietario del veicolo elettrico deve avere in dotazione nel veicolo un cavo di ricarica per collegarsi alla colonnina e questo cavo avrà a un'estremità il connettore tipo 2 (figura 3.14) (lo stesso montato sulla colonnina).

Visto la standardizzazione dei sistemi, il proprietario del veicolo elettrico utilizzerà il suo cavo per collegarsi a qualsiasi colonnina elettrica.



Figura 3.14:connettore tipo 2

Il metodo di ricarica prevede una comunicazione continua fra veicolo elettrico e stazione di ricarica che ha lo scopo di verificare ogni momento le condizioni di sicurezza per veicolo e persone siano rispettate. La presa sulla stazione di ricarica è senza tensione quando la stazione non è in uso e viene alimentata solo dopo aver collegato veicolo e stazione di ricarica con il cavo, se durante la ricarica succede un problema, il sistema andrebbe automaticamente in protezione.

3.6.1 Tempi, consumo e costi di una ricarica

Il decreto legislativo del 13/01/2017 definisce due principali punti di ricarica: Punto di ricarica di potenza standard: che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza pari o inferiore a 22 kW, esclusi dispositivi di potenza pari o inferiore a 3,7 kW, che sono installati in abitazione private o il cui scopo principale non è ricaricare veicoli elettrici, e che non sono accessibili al pubblico. Il punto di ricarica di potenza standard è dettagliato nelle seguenti tipologie: ricarica lenta pari o inferiore a 7,4 kW; ricarica accelerata superiore a 7,4 kW e pari o inferiore a 22 kW.

Punto di ricarica di potenza elevata: che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza superiore a 22 kW. Il punto di ricarica di potenza elevata è dettagliato nelle seguenti tipologie: ricarica veloce superiore a 22 kW e pari o inferiore a 50 kW; ricarica ultraveloce superiore a 50 kW.

La velocità di ricarica dipende da due fattori principali: la potenza (kW) con cui si ricarica e la potenza massima accettata dal caricabatteria interno al veicolo. Se i due valori sono diversi, comanda sempre il più basso dei due. Ad esempio: per una stazione di ricarica da 7,4 kW e veicolo elettrico con caricabatteria interno da massimo 3,7 kW, la ricarica avverrà a 3,7 kW. Per una stazione di ricarica da 3,7 kW e veicolo elettrico con caricabatteria interno da massimo 7,4 kW: la ricarica avverrà a 3,7 kW. Una ricarica completa a 3,7 kW richiede circa 5 a 6 ore di tempo. Una ricarica completa a 7,4 kW richiede circa 2 a 3 ore di tempo. Difficilmente comunque sperimentarete questi tempi, proprio perché raramente si fa una ricarica completa.

Il consumo espresso in kWh, che è quello che si paga in bolletta di una ricarica completa dipende dal veicolo e in particolare da quanto è grande la sua batteria.

Veicoli con capacità di batteria maggiore hanno più chilometri di autonomia e richiedono ovviamente più energia per una ricarica completa. Mediamente le auto elettriche in commercio hanno pacchi batteria compresi tra 16 kWh e 24 kWh, con autonomie che vanno da 110 a 160 km con un pieno. Ad esempio: un veicolo elettrico con 16 kWh di batteria e 110 km di autonomia; se faccio una ricarica completa, impiegherò 4 ore e mezza per la ricarica completa a 3,7 kW e avrò consumato 16 kWh, che saranno conteggiati in bolletta insieme a tutti gli altri consumi di casa.

Un parametro importante per capire i consumi è il rapporto km/kWh che è l'equivalente del rapporto km/le indica il consumo del mio veicolo elettrico. Normalmente i consumi dei veicoli in commercio sono compresi tra 6 e 8 km/kWh. Per concludere, il kWh costa in bolletta, tutto compreso, circa 0,25 €; quindi con 1 € si percorrono circa 32 km. Chi ha un impianto fotovoltaico può beneficiare dell'energia autoprodotta per ricaricare l'auto.

Per i punti di ricarica accessibili al pubblico sono abilitate modalità di pagamento, che permettono a tutti gli utilizzatori di veicoli elettrici di usufruire del servizio di ricarica. I prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori quindi, il servizio di ricarica andrebbe offerto a un prezzo equo, sia perché esistono comunque altri vantaggi rispetto ai ricavi derivanti dalla vendita del servizio.

La scelta del prezzo è libera in quanto basta fornendo un servizio di ricarica e non una vendita di energia. Distributori elettrici cooperano su base non discriminatoria con qualsiasi persona che apre o gestisce punti di ricarica accessibili al pubblico.

3.6.2 Benefici economici di un auto elettrico rispetto a quello a gasolio

Il confronto economico di un'auto elettrico e una a gasolio sulla base di un percorso di 20.000 km/anno:

-Auto elettrico: costo di energia in bollette tutto compreso 0,25 €/kWh

quindi $\frac{20.000 \text{ km /anno}}{8 \text{ km /kWh}} = 2500 \text{ kWh/annopari}$ a 625 € per percorrere 20 000 km in

un anno

-Auto a gasolio: costo di gasolio 1,459 €/l con il consumo di 0,057 litri/km abbiamo: $20.000 \text{ km/anno} \times 0,057 \text{ litri/km} = 1140 \text{ litri/annopari}$ a 1663,26 € per percorrere 20 000 km in un anno. Dove, la necessita di moltiplicare i punti di ricarica finché l'utente delle macchine elettriche hanno la possibilità di caricare le loro macchine ovunque che sia in città o fuori città.

Come si può notare, utilizzando dei veicoli elettrici rispetto alle auto a gasolio si può avere un risparmio di 1038,26 € quindi annualmente risulta molto conveniente. Ogni persona privata può liberamente installare e mettere a disposizione uno o più punti di ricarica per veicolo elettrici.

Tenendo conto di tutte queste considerazioni generale sulle colonnine abbiamo per il nostro progetto portato la nostra scelta sulla marca SCAME: quattro colonnine in acciaio INOX modo 3 e tipo 2 con seguente caratteristiche:

Colonnina 22 kW trifase tarabile a 11Kw con 2 prese tipo 2 e RFID con codice d'ordine 1SLM202200A3210.



Figura 3.15: Colonnina 22 kW trifase tarabile a 11 kW con 2 prese tipo 2

CAPITOLO 4

Dimensionamento di massima dell'impianto

È utile, per una facile comprensione di questo capitolo, avere ben chiari alcuni concetti che stanno alla base della progettazione dell'impianto fotovoltaico. Qui di seguito sarà presentata la metodologia per la scelta dei componenti di base per il dimensionamento dell'impianto come: il modulo, l'inverter, i diversi interruttore, cavi ecc. Sarà presentato alla fine lo schema a blocchi dell'impianto e lo schema dettagliato.

4.1 Generalità

Un agriturismo intende investire circa 70000€ per realizzare un impianto fotovoltaico sulla propria pensilina, situato in provincia di Bologna (latitudine 44,3), la pensilina è inclinata da 15° e i calcoli strutturali dimostrano che la copertura è in grado di supportare i pesi dei moduli fotovoltaico con le relative strutture di supporto e fissaggio.

L'energia elettrica prodotta sarà in parte auto consumata, quella in esubero immessa in rete e venduta.

4.2 Potenza di picco e criteri di progetto

L'impianto fotovoltaico in oggetto utilizzerà 144 moduli in silicio monocristallino, installati su due pensiline.

In particolare, ciascun modulo fotovoltaico ha una potenza di picco di 350 Wp, quindi la potenza complessiva del generatore fotovoltaico ammonta a $350 \times 144 = 50400$ Wp.

L'angolo azimutale γ di orientamento rispetto al "sud-est" e "sud-ovest" è $\mp 47^\circ$ mentre l'inclinazione rispetto all'orizzontale β è pari a 15° .

Trattandosi di una pensilina ed essendo quindi tutti i moduli tra loro complanari, non si evidenziano particolari vincoli sulla distanza o sul posizionamento.

4.3 Effetto della temperatura sui moduli fotovoltaici

La temperatura massima a cui si portano le celle di un modulo fotovoltaico, per effetto combinato dell'irraggiamento solare e della temperatura esterna, dipende dal parametro NOCT e può essere calcolata idealmente nel modo seguente:

$$T_{PVmax} = T_{amb} + (NOCT - 20) \frac{G}{800} \quad (1)$$

$$T_{PVmax} = 30 + (44 - 20) \frac{1000}{800} = 60^{\circ}\text{C}$$

In mancanza di informazione più precise, si assume che la temperatura così calcolata valga anche per il caso reale.

Le tensioni minime e massime riscontrabili ai capi dei moduli fotovoltaici risultano allora essere:

$$V_{Mmin} = V_m \times \left[1 - \frac{\%/^{\circ}\text{C}}{100} (T_{PVmax} - 25) \right] \quad (2)$$

V_m : la tensione nominale modulo

$\%/^{\circ}\text{C}$ è il coefficiente corrente temperature.

$$V_{Mmin} = 36,1 \times \left[1 - \frac{0,24}{100} (60 - 25) \right] = 33,0676 \text{ V}$$

$$V_{Mmax} = V_m \times \left[1 - \frac{\%/^{\circ}\text{C}}{100} (T_{emin} - 25) \right] \quad (3)$$

T_{emin} : temperatura esterna minima

$$V_{Mmax} = 36,1 \times \left[1 - \frac{0,24}{100} (-5 - 25) \right] = 38,7 \text{ V}$$

$$V_{OCmax} = V_{OC} \times \left[1 - \frac{\%/^{\circ}\text{C}}{100} (T_{emin} - 25) \right] \quad (4)$$

$$V_{OCmax} = 42,7 \times \left[1 - \frac{0,24}{100} (-5 - 25) \right] = 45,77 \text{ V}$$

$$V_{OCmin} = V_{OC} \times \left[1 - \frac{\%/^{\circ}\text{C}}{100} (T_{emax} - 25) \right] \quad (5)$$

T_{emax} : temperatura esterna massima

$$V_{OCmin} = 42,7 \times \left[1 - \frac{0,24}{100} (70 - 25) \right] = 38,088 \text{ V}$$

Tra i requisiti di inverter vi sono una tensione di ingresso minima e una tensione di ingresso massima: se la tensione che gli viene fornita non cade nell'intervallo

specificato allora l'inverter non può fare il parallelo con la rete. La tensione massima è quella rispetto alla quale sono dimensionati i componenti del convertitore (che tipicamente è al massimo di 850V): bisogna dunque, stare lontano da quel valore. La tensione minima è dovuto alle considerazioni fatte prima per quanto riguarda il parallelo con la rete; se l'inverter non a il chopper, il rapporto tra la tensione massima e quella minima è di circa 2.

Bisogna stare attenti a questi valori di tensioni perché è necessario fare in modo che i moduli forniscano una tensione che sia compresa nell'intervallo specifico.

Il dimensionamento effettivo di un impianto fotovoltaico viene fatto dapprima ponendo un certo numero di moduli in serie a formare una stringa: una volta individuato questo numero, si mettono più stringhe in parallelo per raggiungere la potenza voluta.

Per stabilire il numero di moduli da mettere in serie si deve far riferimento alla tensione massima di ciascun modulo: essa corrisponde alla tensione a vuoto quandola tensione di cella è minima (la tensione a vuoto diminuisce quando la temperatura aumento). In base al luogo in cui si vuole costruire regionale, successivamente si va a calcolare la tensione a vuoto del modulo scelto in corrispondenza di quella temperatura (in funzione del coefficiente di temperatura). Una volta ottenuto la tensione a vuoto per ogni modulo fotovoltaico si moltiplica tale valore per il numero di moduli in serie e si ottiene la tensione massima a cui la stringa lavora e quindi la tensione massima che deve avere l'inverter (con un buon margine di sicurezza).

Se $V_{I_{max}}$ è la massima tensione in ingresso all'inverter e $V_{OC_{max}}$ è la massima tensione a vuoto per ciascun modulo, il numero di moduli da mettere in serie vale.

$$N_{ms} = \frac{V_{I_{max}}}{V_{OC_{max}}} \quad (6)$$

$$N_{ms} = \frac{800}{45,77} = 17,5 \cong 18 \text{ moduli}$$

4.4 Scelta dei moduli

Lo spazio disponibile sulla pensilina è largamente sufficiente per un impianto da 50,4 KW e sono stati scelti moduli in silicio monocristallino (marca LG, modello LG350Q1C-A5) di potenza 350W.



Figura 4.4.1: modulo fotovoltaico monocristallino

- Principali caratteristiche dei moduli:

| | |
|---|-----------------------|
| numero di celle | 60 |
| dimensioni (L x l x H): | (1700 x 1016 x 40) mm |
| potenza massima (P_{max}): | 350 W |
| efficienza: | 20,3% |
| tensione a vuoto (V_{OC}): | 42,7 V |
| corrente di cortocircuito (I_{SC}): | 10,77 A |
| tensione MPP (U_{mpp}): | 36,1V |
| corrente MPP (I_{mpp}): | 9,7 A |
| coefficiente termico della tensione: | -0,24V/°C |
| coefficiente termico della potenza: | -0,30W/°C |

| | |
|------------------------------|-------------------|
| temperatura NOCT: | 44°C |
| massima tensione di sistema: | 1000 V |
| cavi di connessione: | |
| sezione (S): | 4 mm ² |
| lunghezza (L): | 2x1 m |

4.5 Configurazione del campo fotovoltaico

La pensilina è in inclinata di 15° sull'orizzontale e rivolto verso sud-est e verso sud-ovest, ciascuno con una superficie di circa 123 m². Si prevedono 8 stringhe, ciascuna di 18 moduli, per un totale di 144 moduli e una potenza complessiva di 144 x 350 W = 50400 W con una potenza di stringa di 18 x 350 W = 6300 W.

Ogni stringa occupa una superficie di circa 31 m² e sarà collocata sulla superficie inclinata della pensilina.

-Caratteristiche elettriche della stringa:

| | |
|------------------------------------|---|
| potenza massima: | 18 x 350 W = 6300 W |
| tensione MPP: | 18 x 36,1 V = 649,8 V |
| corrente MPP: | 9,7 A |
| corrente di cortocircuito massima: | 1,25 x I _{SC} = 1,25 x 10,77 A = 13,46 A |
| tensione a vuoto massima: | 18 x V _{OC} = 18 x 42,7 = 768,6 V |
| tensione MPP minima: | 18 x V _{Mmin} = 18 x 33,0676 V = 595,216 V |
| tensione MPP massima | 18 x V _{Mmax} = 18 x 38,7 V = 696,6 V |

4.6 Scelta dell'inverter

Due inverter trifase, ciascuno di potenza nominale di uscita 27,6 KW (marca ABB, modello TRIO-27,6-TL-OUTD).



Figura 4.6.1: inverter trifase

Ogni inverter è alimentato da 4 stringhe per una potenza complessiva di $4 \times 6300 \text{ W} = 25200 \text{ W}$

Ogni stringa è collegata al quadro di campo, posto nelle immediate vicinanze degli inverter, con cavi di sezione 6 mm^2 ; ogni linea è protetta da due fusibili e da un diodo di blocco.

Nel quadro di campo sono installati anche interruttori di manovra-sezionatori, per il sezionamento di ogni stringa e gli SPD per la protezione dalle sovratensioni.

Il gruppo di misura ed il dispositivo di interfaccia unico sono a valle degli inverter, in bassa tensione.

-Dati tecnici degli inverter trifase

-Lato corrente continua

Potenza massima: 27,6 KW

Tensione massima: 800 V

Range di tensione di ingresso MPPT: (500 ÷ 800 V)

Corrente di ingresso massima (I_{dcmax})/per ogni MPPT($I_{mpptmax}$): 64 A / 32 A

Numero di MPPT indipendenti: 2

Numero massima di stringhe per MPPT: 4

Collegamento delle stringhe con morsetti

- Lato corrente alternata

| | |
|-----------------------------------|---------------|
| Tipo di connessione AC alla rete: | 4 fili + PE |
| Potenza nominale: | 27,6 KW |
| Potenza massima: | 30 KW |
| Tensione nominale: | 400 V |
| Frequenza nominale: | 50 Hz / 60 Hz |
| Fattore di potenza: | 1 |
| Rendimento massima: | 98,2% |
| Rendimento pesata (EURO/CEC) | 98%/98% |

4.7 Verifica del corretto accoppiamento tra inverter e moduli

Con riferimento all'inverter trifase (TRIO-27,6-TL-OUTD) valgono le verifiche seguenti.

La massima tensione a vuoto di stringa non deve superare la massima tensione tollerata dall'inverter:

$768,6 \text{ V} < 800 \text{ V}$ (condizione rispettata)

La tensione MPP minima di stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$595,216 \text{ V} > 500 \text{ V}$ (condizione rispettata)

La tensione MPP massima di stringa non deve superare la massima dell'MPPT dell'inverter:

$696,6 \text{ V} < 800 \text{ V}$ (condizione rispettata)

La somma delle correnti MPP massima delle quattro stringhe che alimentano ogni inverter non deve superare la corrente in ingresso massima dell'inverter:

$13,6 \text{ A} \times 4 = 53,84 < 64 \text{ A}$ (condizione rispettata).

4.8 Altri componenti dell'impianto

- Cavi e quadri

I due inverter sono installati all'interno della pensilina, in un posto dedicato.

Nel medesimo posto, sono installati il quadro di campo, il quadro di parallelo inverter, il gruppo di misura dell'energia prodotta ed il dispositivo di interfaccia.

I moduli sono dotati di cavi solari di sezione 4 mm^2 , polo positivo e polo negativo lunghi entrambi di 1m, completi di connettore con grado di protezione IP65. Le stringhe sono collegate all'unico quadro di campo con cavi solari di sezione 6 mm^2

Caratteristiche del cavo solare FG21M21, 6 mm^2

| | |
|-------------------------------------|-------------------|
| Tensione nominale: | 0,6 KV / 1 KV |
| Temperatura massima di riferimento: | 120°C |
| Diametro conduttore: | 3 mm |
| Diametro esterna | 6,9 mm |
| Spessore guaina | 0,9 mm |
| Portata di corrente a 60°C | 70 A |
| Resistenza elettrica | 3,39 Ω /km |



figura 4.7.1: cavi solare FG21M21

- L'interruttore di manovra sezionatore

Conforme alla norma CEI EN 60947-3 (marca ABB, modello S802PV-S16) ed idoneo per la corrente continua, presenta le seguenti caratteristiche:

| | |
|--------------------|---------|
| tensione nominale: | 800 VDC |
| corrente nominale: | 16 A |
| numero di poli: | 2 |



Figura 4.7.2: interruttore di manovra sezionatore corrente continua

- L'imitatore di sovratensione Iprd-dc tipo 2

Gli SPD del tipo a limitazione di tensione, di classe 2, presentano le seguenti caratteristiche.

| | |
|-------------------------------|--------|
| corrente nominale di scarica: | 15 KA |
| corrente massima di scarica: | 40 KA |
| tensione massima continua: | 1000 V |
| livello di protezione: | 3,9 KV |



figura 4.7.3: limitatore di sovratensione Iprd-dc tipo 2

- I diodi di blocco hanno le seguenti caratteristiche:

tensione nominale: 1000 V

corrente nominale: 40 A.



figura 4.7.4: diodo di blocco fotovoltaico

Il gruppo di misura dell'energia prodotta è installato dal distributore, su richiesta del committente, nelle immediate vicinanze del quadro parallelo inverter.

- Dispositivo di interfaccia BFI 21 (monitoraggio dei valori di tensione e frequenza conforme alla norma CEI 021-1).

Dispositivo di protezione interfaccia (SPI) certificato conforme alla norma CEI 021 edizione 2016-07, adatto alla connessione in rete di impianto di produzione a bassa tensione quali fotovoltaico.

Caratteristiche principali

Monitoraggio monofase 230 V e trifase 400 V con o senza neutro 50 Hz.

Alimentazione ausiliaria 24 VDC e 230 VAC.

4 Ingressi digitali isolati: teledistacco, feedback stato del DDI, locale remoto, comunicazione.

2 Uscite a relè con contatto pulito in scambio: comando DDI, comando dispositivo rinalzo; NO-NC ritentivo o impulsivo. Impostazione da menu guidato e protette da password con display e pulsantiera frontali.



figura 4.7.5: dispositivo di interfaccia BFI 21

- Interruttore magnetotermico (marca BTicino, modello FA84C40)

| | |
|-------------------------|----------------|
| Corrente nominale: | 40 A |
| Tipo di curva: | C |
| Tensione: | 400 V |
| Potere di interruzione: | 4,5 KA |
| Numero di poli: | 4 |
| Norma di riferimento: | CEI EN 60898-1 |
| Grado di protezione: | IP20 |



Figura 5.7.6: interruttore magnetotermico FA84C40

- Interruttore magnetotermico (marca SIEMENS, modello 5SP4480-7)

| | |
|-------------------------|-------|
| Corrente nominale: | 80 A |
| Potere di interruzione: | 10 KA |

Numero di poli: 4
Numero cicli di manovra: 10000
Tensione: 400 V
Tipo di curva: C



Figura 5.7.7: Interruttore magnetotermico 5SP4480-7

- Interruttore magnetotermico differenziale (marca ABB, modello DS804N-B125/1AS)

Norma di riferimento: ICE 60947-2
Corrente residua nominale: 1000 mA
Caratteristica di intervento: B
Corrente nominale: 125 A
Numero di poli: 4



Figura 5.7.8: Interruttore magnetotermico differenziale

- Interruttore automatico (marca Schneider, modello LV426113) NSXm 16 KA TM40D 4P/3R

| | |
|-------------------------|-------|
| Corrente nominale: | 40 A |
| Numero di poli: | 4 |
| Potere di interruzione: | 10 KA |
| Tensione: | 400 V |
| Corrente magnetica: | 480 A |



Figura 5.7.8: Interruttore automatico LV426113

4.9 Schema elettrico a blocchi dell'impianto

In (figura 4.8.1) è visibile lo schema funzionale dell'impianto con evidenziati i flussi di potenza, i componenti, gli apparati e i misuratori di potenza.

La potenza elettrica che fuoriesce dal generatore fotovoltaico, per poi passare nel sistema di conversione (inverter) e nel quadro elettrico è unidirezionale e viene misurata dal contatore dell'energia prodotta. La potenza elettrica verso i carichi dell'edificio è anch'essa unidirezionale in quanto non sono presenti altri impianti di generazione al di fuori di quello fotovoltaico. La potenza elettrica che va verso la rete pubblica può transitare in uno dei due sensi a seconda della potenza prodotta sia maggiore o minore di quella consumata. Nel punto di consegna il contatore di energia è quindi bidirezionale. In aggiunta ai misuratori di potenza attiva, la società distributrice può installare anche dei misuratori di potenza reattiva.

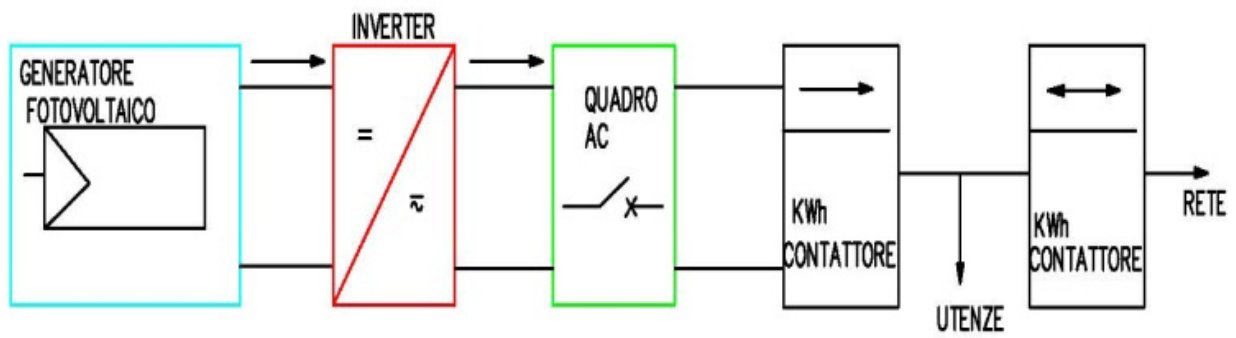
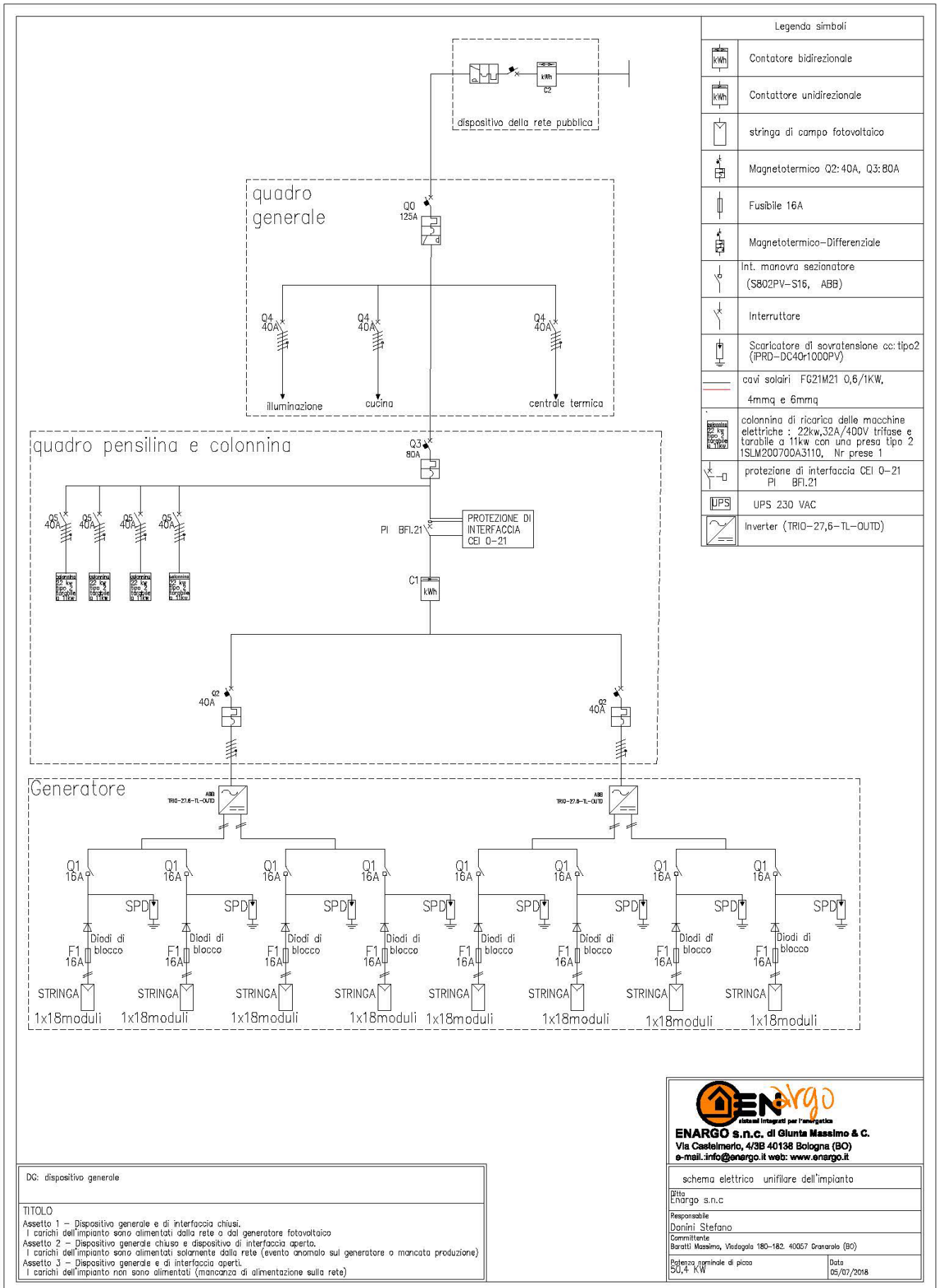


Figura 4.8.1: schema a blocchi dell'impianto

4.10 schema elettrico unifilare e multifilare dell'impianto

In (figura 4.9.1) e in (figura 4.9.2) sono illustrati gli schemi unifilare e multifilare dell'impianto in dettaglio:



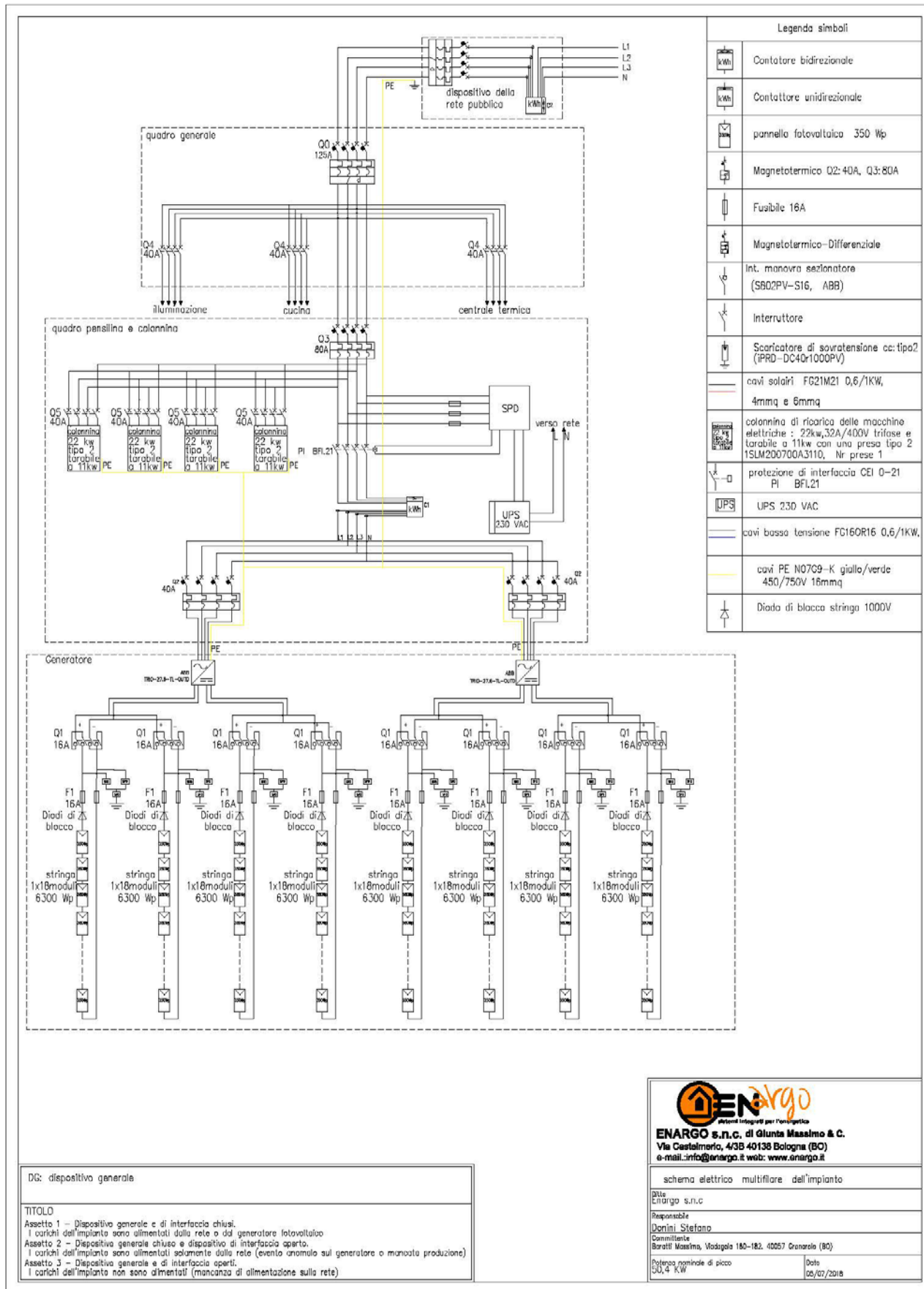
| Legenda simboli | |
|-----------------|--|
| | Contatore bidirezionale |
| | Contatore unidirezionale |
| | stringa di campo fotovoltaico |
| | Magnetotermico Q2: 40A, Q3: 80A |
| | Fusibile 16A |
| | Magnetotermico-Differenziale |
| | Int. manovra sezionatore (S802PV-S16, ABB) |
| | Interruttore |
| | Scaricatore di sovratensione cc: tipo2 (IPRD-DC40r1000PV) |
| | cavi solari FG21M21 0,6/1KW, 4mmq e 6mmq |
| | colonna di ricarica delle macchine elettriche : 22kw,32A/400V trifase e torabile a 11kw con una presa tipo 2 ISLM200700A3110, Nr prese 1 |
| | protezione di interfaccia CEI 0-21 PI BFL.21 |
| | UPS 230 VAC |
| | Inverter (TRIO-27,6-TL-OUT) |

DG: dispositivo generale

TITOLO
 Assetto 1 - Dispositivo generale e di interfaccia chiusi.
 I carichi dell'impianto sono alimentati dalla rete o dal generatore fotovoltaico
 Assetto 2 - Dispositivo generale chiuso e dispositivo di interfaccia aperto.
 I carichi dell'impianto sono alimentati solamente dalla rete (evento anomalo sul generatore o mancata produzione)
 Assetto 3 - Dispositivo generale e di interfaccia aperti.
 I carichi dell'impianto non sono alimentati (mancanza di alimentazione sulla rete)

ENARGO s.n.c. di Giunta Massimo & C.
 Via Casalemarco, 4/3B 40138 Bologna (BO)
 e-mail: info@enargo.it web: www.enargo.it

| | |
|---|--------------------|
| schema elettrico unifilare dell'impianto | |
| P.Hic ENARGO s.n.c | |
| Responsabile Donini Stefano | |
| Committente Baratti Massimo, Viadogola 180-182, 40057 Granarolo (BO) | |
| Potenza nominale di picco 50,4 KW | Data 05/07/2018 |



4.11 Producibilità dell'impianto

Per l'analisi di producibilità si utilizza il valore dell'irradiazione solare giornaliera media mensile diretta H_{bh} e diffusa H_{dh} sul piano orizzontale (tabella 1.5.7.1 sopra citata UNI 10349).

Considerando l'orientamento a sud-est e sud-ovest ($\gamma = \mp 47^\circ$) e l'inclinazione rispetto all'orizzontale dei moduli in questo caso coincide con l'angolo della pensilina rispetto all'orizzontale ($\beta = 15^\circ$), utilizzando il foglio Excel abbiamo calcolato l'energia prodotta annua:

| mese | β | γ | albedo | L (m) | l (m) | P (W) | moduli | Ffv | file | latitudo | n |
|------|---------|----------|--------|-------|-------|-------|--------|-----|------|----------|-----|
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 17 |
| 28 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 47 |
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 75 |
| 30 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 105 |
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 135 |
| 30 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 162 |
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 198 |
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 228 |
| 30 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 258 |
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 288 |
| 30 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 318 |
| 31 | 15 | 47 | 0 | 1,7 | 1,016 | 350 | 144 | 0,7 | 8 | 44,3 | 344 |

Tabella 4.11.1: raccolta dati di ingresso

| δ | U _h | Th | W _s | W _s (rd) | T | U | V | W ₂ | W ₁ | w' | W'' | W'(rd) | W''(rd) | R _b | H _{dh} (MJ/m ² g) | H _{bh} (MJ/m ² g) |
|-----------|----------------|--------|----------------|---------------------|--------|--------|--------|----------------|----------------|--------|--------|---------|----------|----------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| -20,91696 | 0,6685 | -0,249 | 68,101 | 1,188 | -0,196 | 0,7609 | 0,1768 | 88,57 | -62,41 | -68,1 | 68,101 | -1,188 | 1,18798 | 1,460959 | 2,5 | 2 |
| -12,95461 | 0,6975 | -0,157 | 77,028 | 1,3437 | -0,123 | 0,7939 | 0,1845 | 94,408 | -68,24 | -77,03 | 77,028 | -1,3437 | 1,343705 | 1,296489 | 3,6 | 4,3 |
| -2,417735 | 0,7151 | -0,029 | 87,639 | 1,5288 | -0,023 | 0,8139 | 0,1891 | 101,5 | -75,33 | -87,64 | 87,639 | -1,5288 | 1,528806 | 1,16194 | 5,1 | 7 |
| 9,4148933 | 0,7061 | 0,1142 | 99,312 | 1,7324 | 0,0897 | 0,8036 | 0,1867 | 109,32 | -83,16 | -99,31 | 99,312 | -1,7324 | 1,732445 | 1,060055 | 6,6 | 10,7 |
| 18,791918 | 0,6775 | 0,225 | 109,39 | 1,9083 | 0,1766 | 0,7712 | 0,1792 | 115,97 | -89,81 | -109,4 | 109,39 | -1,9083 | 1,908311 | 0,996277 | 7,7 | 13,3 |
| 23,085911 | 0,6584 | 0,2739 | 114,58 | 1,9988 | 0,215 | 0,7494 | 0,1741 | 119,31 | -93,15 | -114,6 | 114,58 | -1,9988 | 1,998776 | 0,969522 | 8 | 15,6 |
| 21,183694 | 0,6673 | 0,2524 | 112,22 | 1,9576 | 0,1981 | 0,7595 | 0,1765 | 117,8 | -91,64 | -112,2 | 112,22 | -1,9576 | 1,957645 | 0,981256 | 7,1 | 18,5 |
| 13,45496 | 0,696 | 0,1625 | 103,5 | 1,8055 | 0,1276 | 0,7922 | 0,1841 | 112,11 | -85,94 | -103,5 | 103,5 | -1,8055 | 1,805527 | 1,031385 | 6,6 | 14,4 |
| 2,2168868 | 0,7152 | 0,027 | 92,165 | 1,6078 | 0,0212 | 0,814 | 0,1891 | 104,54 | -78,37 | -92,16 | 92,165 | -1,6078 | 1,607767 | 1,117945 | 5,4 | 10 |
| -9,599397 | 0,7057 | -0,116 | 80,5 | 1,4043 | -0,091 | 0,8032 | 0,1866 | 96,716 | -70,55 | -80,5 | 80,5 | -1,4043 | 1,404282 | 1,246652 | 4 | 5,9 |
| -18,91195 | 0,6771 | -0,226 | 70,468 | 1,2293 | -0,178 | 0,7706 | 0,1791 | 90,101 | -63,94 | -70,47 | 70,468 | -1,2293 | 1,229269 | 1,411266 | 2,7 | 2,6 |
| -23,04963 | 0,6586 | -0,273 | 65,466 | 1,142 | -0,215 | 0,7496 | 0,1742 | 86,883 | -60,72 | -65,47 | 65,466 | -1,142 | 1,142026 | 1,522674 | 2,2 | 1,9 |

Tabella 4.11.2: risultati parziale

| Hb | Hdif | Hr | H(MJ/m ² g) | H(MJ/m ² mese) | Wfv (Kw) | Esol(kwh/m ² mese) | Eel(kwh/mese) | Iref(kw/m ²) | area (m ²) |
|--------|--------|----|------------------------|---------------------------|----------|-------------------------------|---------------|--------------------------|------------------------|
| 2,9219 | 2,4574 | 0 | 5,37932583 | 166,7591008 | 50,4 | 46,32197245 | 1634,239188 | 1 | 245 |
| 5,5749 | 3,5387 | 0 | 9,11356829 | 255,179912 | 50,4 | 70,8833089 | 2500,763138 | 1 | 245 |
| 8,1336 | 5,0131 | 0 | 13,1466925 | 407,547468 | 50,4 | 113,20763 | 3993,965186 | 1 | 245 |
| 11,343 | 6,4876 | 0 | 17,8301442 | 534,9043273 | 50,4 | 148,5845353 | 5242,062407 | 1 | 245 |
| 13,25 | 7,5688 | 0 | 20,8192963 | 645,3981868 | 50,4 | 179,2772741 | 6324,902231 | 1 | 245 |
| 15,125 | 7,8637 | 0 | 22,9882413 | 689,6472393 | 50,4 | 191,5686776 | 6758,542945 | 1 | 245 |
| 18,153 | 6,979 | 0 | 25,132274 | 779,1004941 | 50,4 | 216,4168039 | 7635,184842 | 1 | 245 |
| 14,852 | 6,4876 | 0 | 21,3395022 | 661,5245678 | 50,4 | 183,7568244 | 6482,940764 | 1 | 245 |
| 11,179 | 5,308 | 0 | 16,4874521 | 494,6235638 | 50,4 | 137,3954344 | 4847,310925 | 1 | 245 |
| 7,3552 | 3,9319 | 0 | 11,2870983 | 349,9000488 | 50,4 | 97,194458 | 3429,020478 | 1 | 245 |
| 3,6693 | 2,654 | 0 | 6,32329233 | 189,6987699 | 50,4 | 52,69410276 | 1859,047945 | 1 | 245 |
| 2,8931 | 2,1625 | 0 | 5,05559965 | 156,7235891 | 50,4 | 43,53433029 | 1535,891173 | 1 | 245 |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | Eel(kwh/anno) | | | |
| | | | | | | 52243,87122 | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | Esol(kwh/m ² anno) | | | |
| | | | | | | 1480,835352 | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

Tabella 4.11.3: risultati finale con la produzione di energia elettrica annuale

Si ottiene così una produzione annua lorda di energia elettrica di:

Eel = 52243,87122kWh/annua(energia elettrica)

Esol = 1480,835352kWh/m²annua(energia solare)

- Legenda

β = angolo inclinazione del pannello

γ =azimut

L, l = lunghezza e larghezza del pannello

P (W) =potenza di picco del modulo

δ = la declinazione

n = giorno progressivo dell'anno

Ffv = fattore di efficienza del sistema che tiene conto dell'efficienza del sistema integrato nell'edificio, del sistema di conversione CC/CA (inverter), della temperatura operativa reale dei moduli.

| Grado di ventilazione | Ffv |
|---|------|
| Moduli non ventilati | 0,70 |
| Moduli moderatamente ventilati | 0,75 |
| Moduli ventilati con ventilazione forzata | 0,80 |

Tabella 4.11.4: fattore Ffv

I_{ref} (kW/m²) = irraggiamento istantaneo di riferimento

Nelle (figura 4.11.1 e figura 4.11.2) osserviamo l'andamento dell'energia prodotta in funzione del mese corrispondente

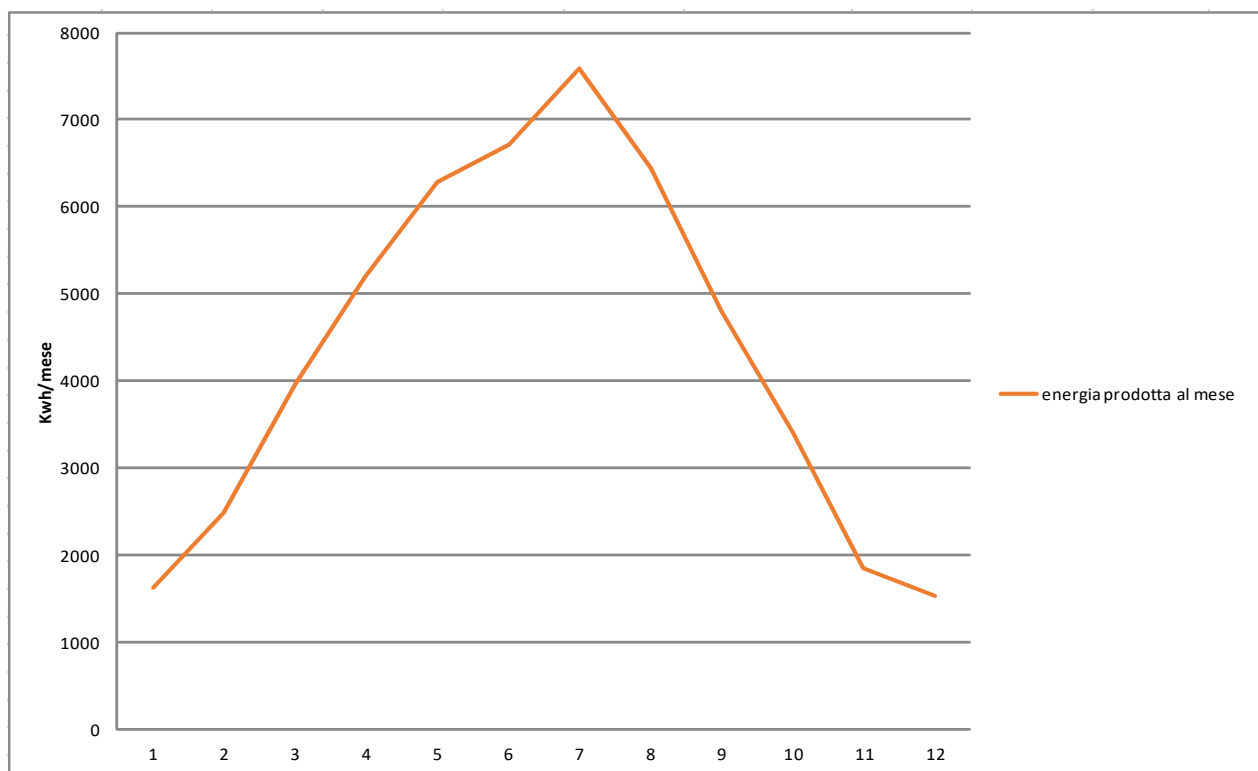


Figura 4.11.1: andamento dell'energia prodotta in funzione del mese considerato

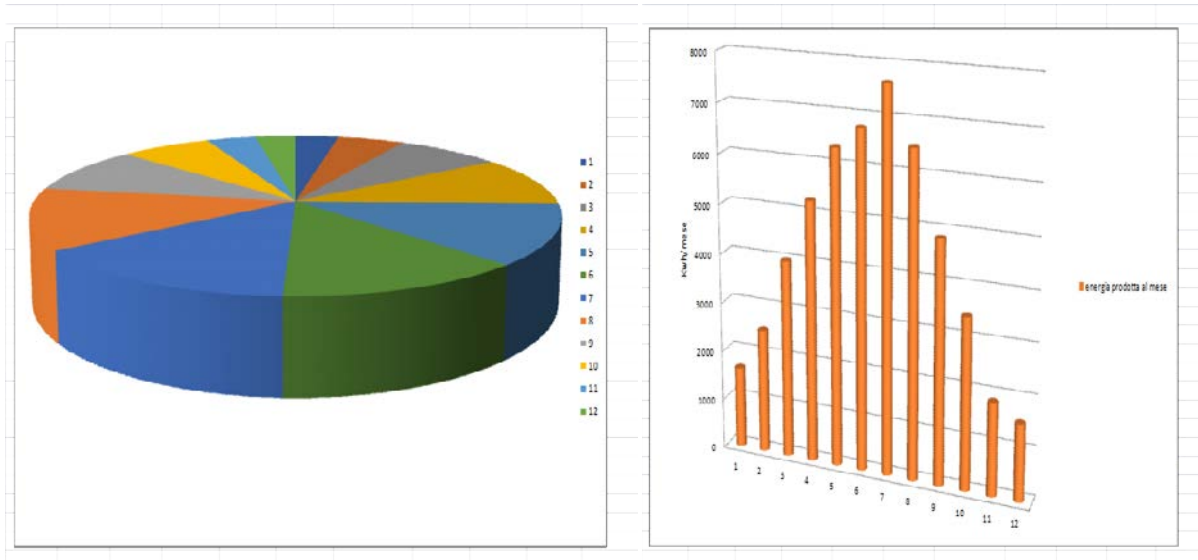


Figura 4.11.2: Grafico a torta e istogrammi di produzione dell'energia elettrica mensile

4.12 Planimetria dell'impianto

L'impianto è costituito da 8 stringhe disposte a (sud-est e sud-ovest)

- La disposizione sud-ovest è costituita da 72 pannelli
- La disposizione sud-est è costituita da 72 pannelli

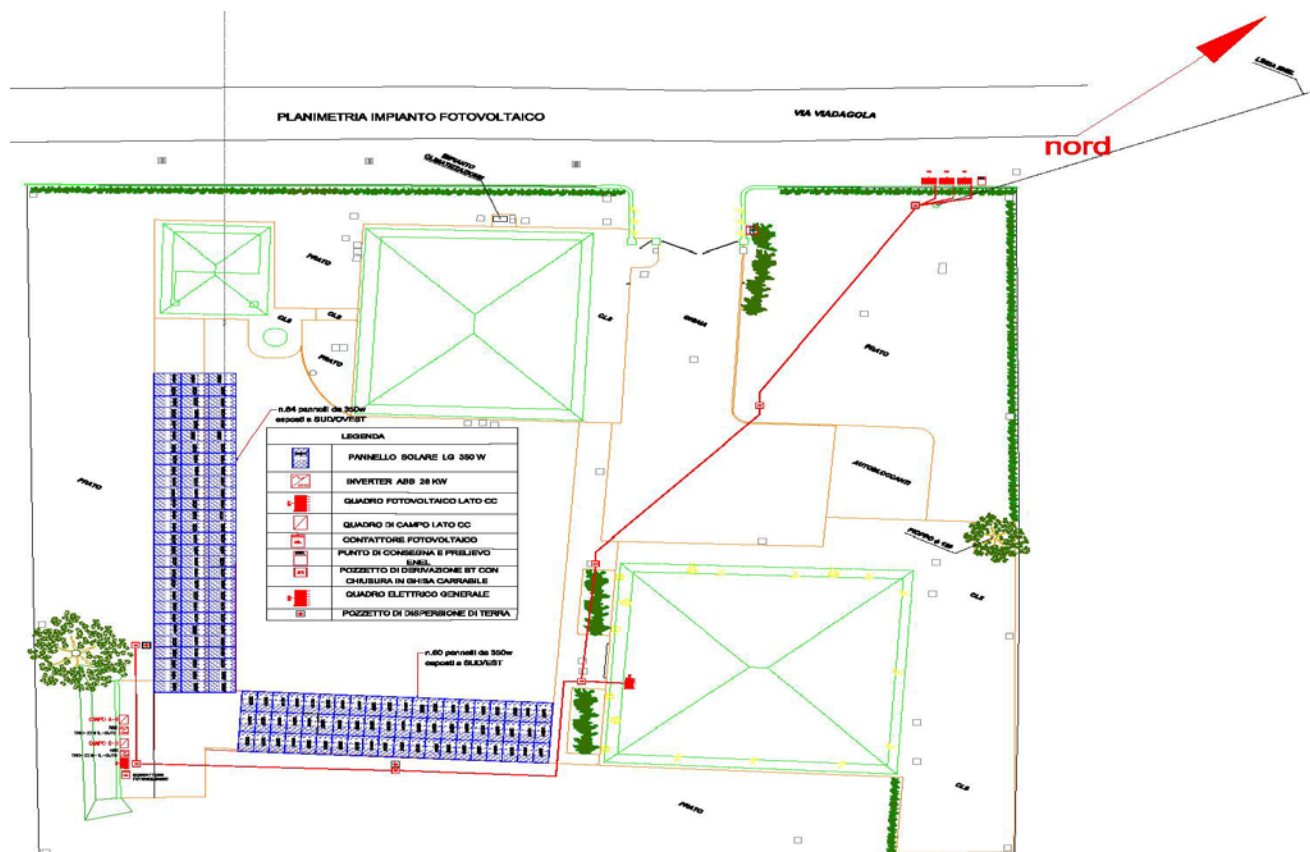


Figura 4.12.1: planimetria dell'impianto

CAPITOLO 5

Verifica della progettazione e prospetto economico tramite il programma SOLergo.

PROGETTO DEFINITIVO

PER LA REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 50,4 kWp
DENOMINATO
TESI DI LAUREAMAGISTRALE

SITO NEL COMUNE DI
BOLOGNA

40129- BOLOGNA

COMMITTENTE:

XXXXXXXXXXXX

GRANAROLO (BO)

VIADAGOLA xx-xx 40057 - Bologna

Allegati:

- *Schema unifilare dell'impianto;*
- *Schema Planimetrico.*

DATA

02/07/2018

IL TECNICO

*EMILEKENGNI
ENARGO SNC*

5.1 Dati generali dell'impianto

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza di picco pari a 50,4 kWp e la (tabella 5.1.1) porta il dati del committente.

| COMMITTENTE | |
|-----------------------------|--|
| Committente: | xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx |
| Indirizzo: | VIAVIADAGOLA xx-xx 40057GRANAROLO (BO) |
| Codice fiscale/Partita IVA: | |
| Telefono: | |
| Fax: | |
| E-mail: | |

tabella 5.1.1:dati del committente

- Sito di installazione

L'impianto TESI DI LAUREAMAGISTRALE presenta le seguenti caratteristiche: IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO DA 50,4KWp e la (tabella 5.1.2) porta le dati relativi alla località di installazione.

| DATI RELATIVI ALLA LOCALITÀ DI INSTALLAZIONE | |
|--|---------------|
| Località: | Bologna 40129 |
| Latitudine: | 044° 29'00" |
| Longitudine: | 011° 20'00" |
| Altitudine: | 54 m |
| Fonte dati climatici: | UNI 10349 |
| Albedo: | 0 % |

tabella 5.1.2:dati relativi alla località di installazione

5.2 Dimensionamento dell'impianto

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 e utilizzando i metodi di calcolo illustrati

nella norma UNI 8477-1.

Per gli impianti verranno rispettate le seguenti condizioni *(da effettuare per ciascun "generatore fotovoltaico", inteso come insieme di moduli fotovoltaici con stessa inclinazione e stesso orientamento)*:

in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, 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 utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25. Non sarà ammesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per esposizione, e/o marca, e/o modello, e/o numero dei moduli impiegati. Ciascun modulo, infine, sarà dotato di diodo di by-pass.

Sarà, inoltre, sempre rilevabile l'energia prodotta (cumulata) e le relative ore di funzionamento

- Descrizione dell'impianto

L'impianto fotovoltaico è costituito da n° 1 generatori fotovoltaici composti da n° 144 moduli fotovoltaici e da n° 2 inverter con tipo di realizzazione Su edificio.

La potenza nominale complessiva è di 50,4 kWp per una produzione di 57.612,5 kWh annui distribuiti su una superficie di 245 m².

Modalità di connessione alla rete Trifase in Bassa tensione con tensione di fornitura 400 V.

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale.

| Equivalenti di produzione termoelettrica | |
|--|----------|
| Anidride solforosa (SO ₂) | 40,38 kg |
| Ossidi di azoto (NO _x) | 50,83 kg |
| Polveri | 1,80 kg |
| Anidride carbonica (CO ₂) | 30,05 t |

| Equivalenti di produzione geotermica | |
|---|-----------|
| Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico) | 1,77 kg |
| Anidride carbonica (CO ₂) | 0,34 t |
| Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) | 14,40 TEP |

tabella 5.2.1:riduzionediemissioni inquinanti in atmosfera

-Radiazione solare

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla Norma UNI 10349, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Bologna.

TABELLA DI RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIZZONTALE

| Mese | Totale giornaliero [MJ/m ²] | Totale mensile [MJ/m ²] |
|-----------|--|--|
| Gennaio | 4,5 | 139,5 |
| Febbraio | 7,9 | 221,2 |
| Marzo | 12,1 | 375,1 |
| Aprile | 17,3 | 519 |
| Maggio | 21 | 651 |
| Giugno | 23,6 | 708 |
| Luglio | 25,6 | 793,6 |
| Agosto | 21 | 651 |
| Settembre | 15,4 | 462 |
| Ottobre | 9,9 | 306,9 |
| Novembre | 5,3 | 159 |
| Dicembre | 4,1 | 127,1 |

Tabella 5.2.2: radiazione solare sul piano orizzontale

TABELLA PRODUZIONE ENERGIA

| Mese | Totale giornaliero [kWh] | Totale mensile [kWh] |
|-----------|--------------------------|----------------------|
| Gennaio | 50,02 | 1550,629 |
| Febbraio | 88,105 | 2466,943 |
| Marzo | 135,632 | 4204,595 |
| Aprile | 194,963 | 5848,878 |
| Maggio | 238,115 | 7381,576 |
| Giugno | 268,278 | 8048,336 |
| Luglio | 290,188 | 8995,817 |
| Agosto | 236,855 | 7342,504 |
| Settembre | 172,618 | 5178,549 |
| Ottobre | 110,405 | 3422,56 |
| Novembre | 58,862 | 1765,85 |
| Dicembre | 45,362 | 1406,234 |

Tabella 5.2.3: produzione di energia

-Esposizioni

L'impianto fotovoltaico è composto da 1 generatori distribuiti su 2 esposizioni come di seguito definite:

| Descrizione | Tipo realizzazione | Tipo installazione | Orient. | Inclin. | Ombr. |
|------------------|--------------------|--------------------|---------|---------|--------|
| SUD-EST | Su edificio | Inclinazione fissa | -47° | 15° | 1,08 % |
| SUD-OUEST | Su edificio | Inclinazione fissa | -47° | 15° | 1,16 % |

Tabella 5.2.4: esposizioni impianto fotovoltaico

-SUD-EST

SUD-EST sarà esposta con un orientamento di -47,00° (azimut) rispetto al sud ed avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale di 15° (tilt).

La produzione di energia dell'esposizione SUD-EST è condizionata da alcuni fattori di ombreggiamento che determinano una riduzione della radiazione solare nella misura del 1,08 %.

-DIAGRAMMA DI OMBREGGIAMENTO

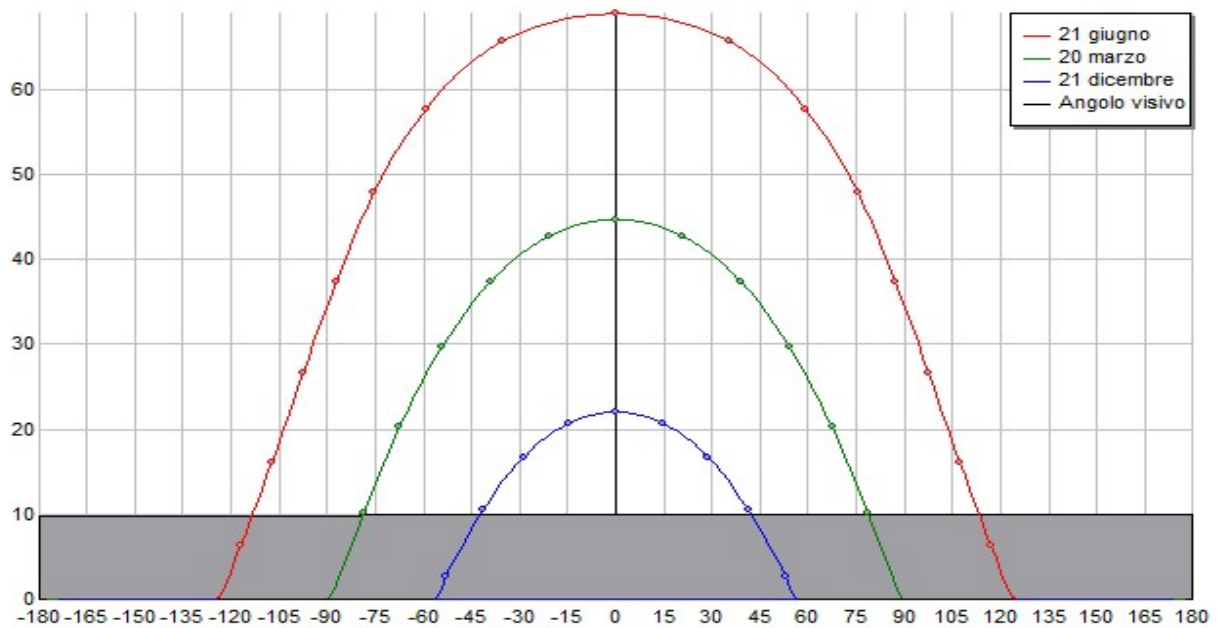


Figura 5.2.1: digramma di ombreggiamento

-DIAGRAMMA RADIAZIONE SOLARE

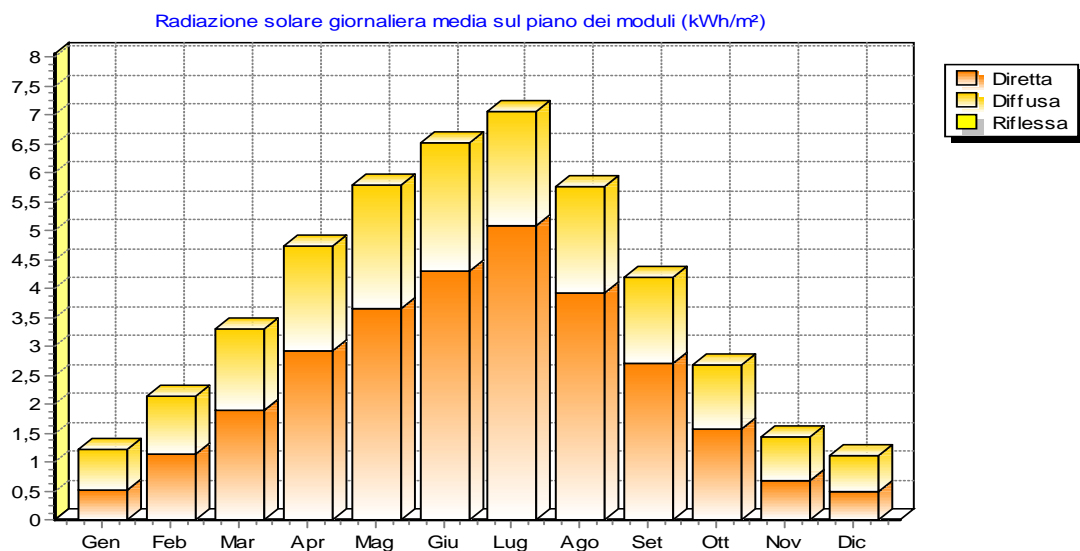


Figura 5.2.2: diagramma radiazione solare

TABELLA DI RADIAZIONE SOLARE

| Mese | Radiazione Diretta [kWh/m ²] | Radiazione Diffusa [kWh/m ²] | Radiazione Riflessa [kWh/m ²] | Totale giornaliero [kWh/m ²] | Totale mensile [kWh/m ²] |
|------|--|--|---|--|--------------------------------------|
|------|--|--|---|--|--------------------------------------|

| | | | | | |
|-----------|-------|-------|---|-------|---------|
| Gennaio | 0,524 | 0,694 | 0 | 1,218 | 37,766 |
| Febbraio | 1,143 | 1 | 0 | 2,143 | 59,993 |
| Marzo | 1,882 | 1,417 | 0 | 3,298 | 102,25 |
| Aprile | 2,909 | 1,833 | 0 | 4,743 | 142,283 |
| Maggio | 3,652 | 2,139 | 0 | 5,791 | 179,51 |
| Giugno | 4,304 | 2,222 | 0 | 6,526 | 195,781 |
| Luglio | 5,087 | 1,972 | 0 | 7,059 | 218,84 |
| Agosto | 3,931 | 1,833 | 0 | 5,764 | 178,687 |
| Settembre | 2,701 | 1,5 | 0 | 4,201 | 126,042 |
| Ottobre | 1,574 | 1,111 | 0 | 2,685 | 83,232 |
| Novembre | 0,684 | 0,75 | 0 | 1,434 | 43,008 |
| Dicembre | 0,494 | 0,611 | 0 | 1,105 | 34,262 |

Tabella 5.2.5: radiazione solare annuo

-SUD-OVEST

SUD-OVEST sarà esposta con un orientamento di $-47,00^\circ$ (azimut) rispetto al sud ed avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale di 15° (tilt).

La produzione di energia dell'esposizione SUD-OVEST è condizionata da alcuni fattori di ombreggiamento che determinano una riduzione della radiazione solare nella misura del 1,16 %.

-DIAGRAMMA DI OMBREGGIAMENTO

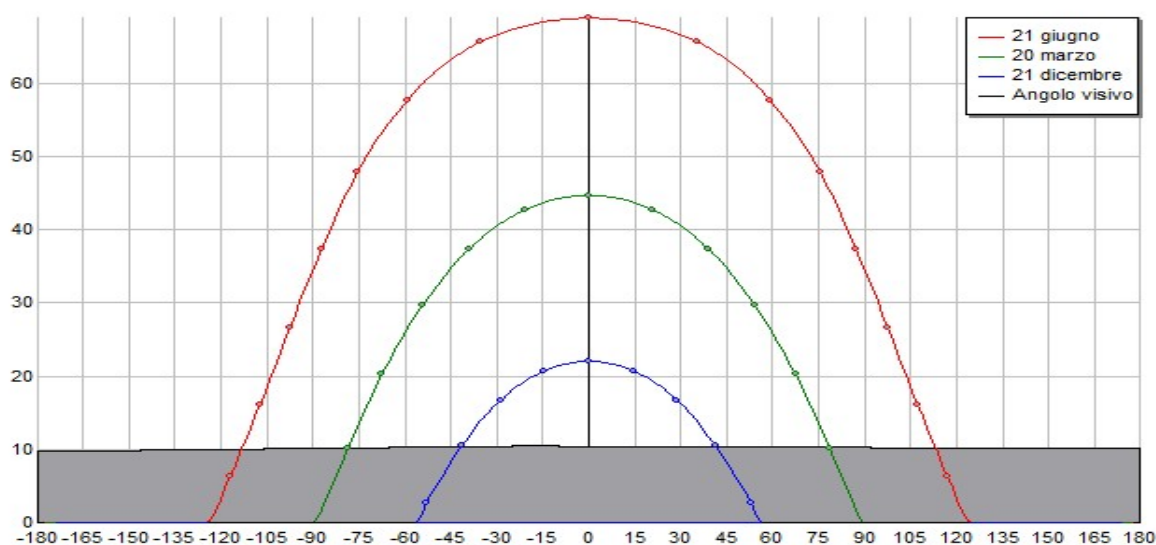


Figura 5.2.3: diagramma di ombreggiamento

-DIAGRAMMA RADIAZIONE SOLARE

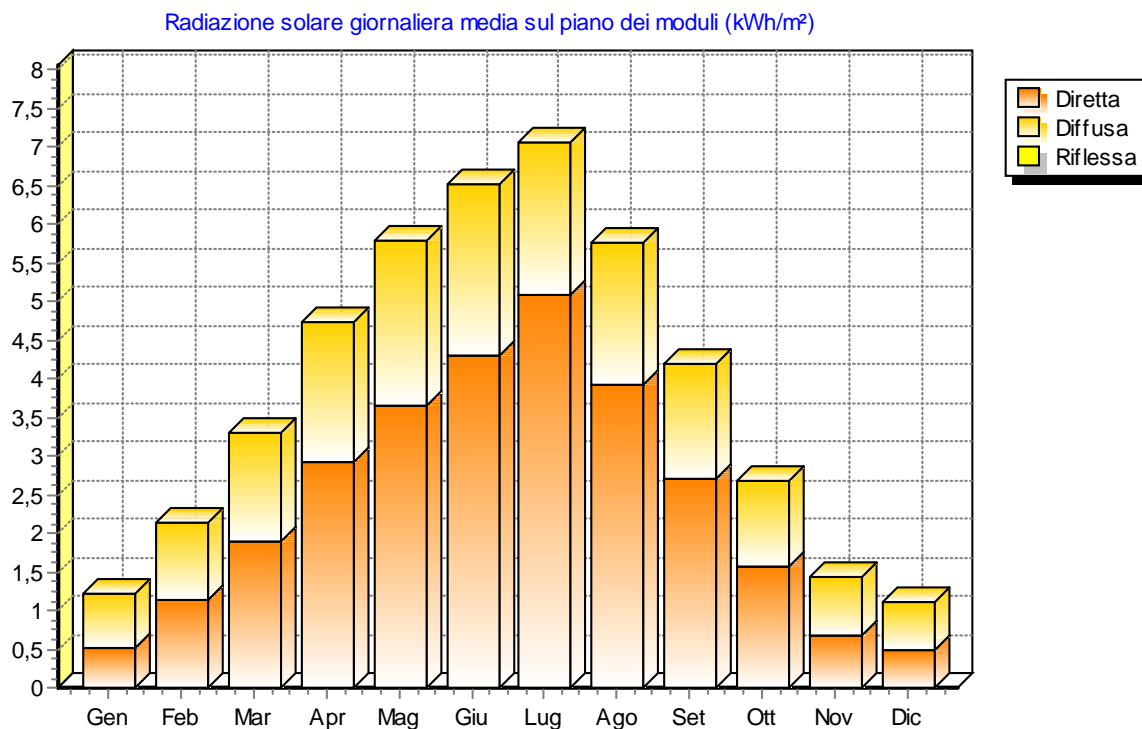


Figura 5.2.4: diagramma radiazione solare

TABELLA DI RADIAZIONE SOLARE

| Mese | Radiazione Diretta [kWh/m ²] | Radiazione Diffusa [kWh/m ²] | Radiazione Riflessa [kWh/m ²] | Totale giornaliero [kWh/m ²] | Totale mensile [kWh/m ²] |
|-----------|--|--|---|--|--------------------------------------|
| Gennaio | 0,52 | 0,694 | 0 | 1,215 | 37,652 |
| Febbraio | 1,143 | 1 | 0 | 2,143 | 59,993 |
| Marzo | 1,882 | 1,417 | 0 | 3,298 | 102,25 |
| Aprile | 2,906 | 1,833 | 0 | 4,74 | 142,19 |
| Maggio | 3,652 | 2,139 | 0 | 5,791 | 179,51 |
| Giugno | 4,3 | 2,222 | 0 | 6,522 | 195,668 |
| Luglio | 5,082 | 1,972 | 0 | 7,055 | 218,692 |
| Agosto | 3,923 | 1,833 | 0 | 5,756 | 178,432 |
| Settembre | 2,694 | 1,5 | 0 | 4,194 | 125,829 |
| Ottobre | 1,574 | 1,111 | 0 | 2,685 | 83,232 |
| Novembre | 0,679 | 0,75 | 0 | 1,429 | 42,878 |
| Dicembre | 0,49 | 0,611 | 0 | 1,101 | 34,134 |

Tabella 5.2.6: radiazione solare

5.2.1 Generatore

Il generatore è composto da n° 144 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

| CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO | |
|---|-------------|
| Tipo di realizzazione: | Su edificio |
| Numero di moduli: | 144 |
| Numero inverter: | 2 |
| Potenza nominale: | 50400 W |
| Grado di efficienza: | 89,5 % |

Tabella 5.2.7: caratteristiche del generatore fotovoltaico

| DATI COSTRUTTIVI DEI MODULI | |
|-----------------------------|-------------------------|
| Costruttore: | LGSpa |
| Sigla: | NEON 2 LG |
| Tecnologia costruttiva: | Silicio monocristallino |
| Caratteristiche elettriche | |
| Potenza massima: | 350 W |
| Rendimento: | 20,0 % |
| Tensione nominale: | 36,1 V |
| Tensione a vuoto: | 42,7 V |
| Corrente nominale: | 9,7 A |
| Corrente di corto circuito: | 10,8 A |
| Dimensioni | |
| Dimensioni: | 2 mm x 1 mm |
| Peso: | 18,5 kg |

Tabella 5.2.8: dati costruttivi dei moduli

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

5.2.2 Gruppo di conversione

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ❑ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ❑ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ❑ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- ❑ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ❑ Conformità marchio CE.
- ❑ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ❑ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul

componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.

- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima 90 % al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 2 inverter.

| Dati costruttivi degli inverter | |
|----------------------------------|-------------------------------|
| Costruttore | ABB |
| Sigla | TRIO-27.6-TL-OUTD AURORA TRIO |
| Inseguitori | 2 |
| Ingressi per inseguitore | 5 |
| Caratteristiche elettriche | |
| Potenza nominale | 27,6 kW |
| Potenza massima | 28,2 kW |
| Potenza massima per inseguitore | 16 kW |
| Tensione nominale | 800 V |
| Tensione massima | 1000 V |
| Tensione minima per inseguitore | 252 V |
| Tensione massima per inseguitore | 800 V |
| Tensione nominale di uscita | 400 Vac |
| Corrente nominale | 64 A |
| Corrente massima | 64 A |
| Corrente massima per inseguitore | 32 A |
| Rendimento | 0,98 |

| Inverter 1 | MPPT 1 | MPPT 2 |
|-----------------------|---------|-----------|
| Moduli in serie | 18 | 18 |
| Stringhe in parallelo | 2 | 2 |
| Esposizioni | SUD-EST | SUD-OUEST |
| Tensione di MPP (STC) | 649,8 V | 649,8 V |
| Numero di moduli | 36 | 36 |

| Inverter 2 | MPPT 1 | MPPT 2 |
|-----------------------|---------|-----------|
| Moduli in serie | 18 | 18 |
| Stringhe in parallelo | 2 | 2 |
| Esposizioni | SUD-EST | SUD-OUEST |
| Tensione di MPP (STC) | 649,8 V | 649,8 V |
| Numero di moduli | 36 | 36 |

Tabella 5.2.2.1: dati costruttivi degli inverter

5.2.3 Dimensionamento

La potenza nominale del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 350 \text{ W} * 144 = 50400 \text{ W}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) si calcola come:

| Esposizione | N° moduli | Radiazione solare [kWh/m ²] | Energia [kWh] |
|-------------|-----------|---|---------------|
| SUD-EST | 72 | 1.416,89 | 35.705,64 |
| SUD-OUEST | 72 | 1.416,89 | 35.705,64 |

Tabella 5.2.3.1: energia totale prodotta dall'impianto

$$E = E_n * (1 - \text{Disp}) = 57612,5 \text{ kWh}$$

Dove:

Disp = Perdite di potenza ottenuta dalla (tabella 5.2.3.2).

| | |
|--|---------------|
| Perdite per ombreggiamento | 1,1 % |
| Perdite per aumento di temperatura | 4,0 % |
| Perdite di mismatching | 5,0 % |
| Perdite in corrente continua | 1,5 % |
| Altre perdite (sporcizia, tolleranze...) | 5,0 % |
| Perdite per conversione | 4,4 % |
| Perdite totali | 19,3 % |

Tabella 5.2.3.2: perdite di potenza

5.2.4 Cavi elettrici e cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo FG21 se in esterno o FG7 se in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo N07V-K se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

Come è possibile notare dalle prescrizioni sopra esposte, le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco.

Con tali sezioni la caduta di potenziale viene contenuta entro il 2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.

Cablaggio: **Cavo di stringa**

| Descrizione | Valore |
|-------------------------------|--|
| Identificazione: | 1x4 RF 31-22 FG10M1 0.6/1 KV 1x4 RF 31-22 FG10M1 0.6/1 KV 1x4 RF 31-22 FG10M1 0.6/1 KV |
| Lunghezza complessiva: | 100 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 100 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 41 - cavi unipolari senza guaina in tubi protettivi circolari posati entro cunicoli chiusi, con percorso orizzontale o verticale |

| | |
|--------------------------------|--------------------------------|
| Disposizione: | Raggruppati a fascio, annegati |
| Tipo cavo: | Unipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | FG10M1 0.6/1 kV |
| Tipo di isolante: | EPR |
| Formazione: | 2x(1x4) + 1G4 |
| N° conduttori positivo/fase: | 1 |
| Sez. positivo/fase: | 4 mm ² |
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 4 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 4 mm ² |
| Tensione nominale: | 650 V |
| Corrente d'impiego: | 9,7 A |
| Corrente di c.c. moduli | 10,8 A |

Cablaggio: **Stringa - Q. Campo**

| Descrizione | Valore |
|--------------------------------|---|
| Identificazione: | FG10M1 0.6/1 kV - 1X6 FG10M1 0.6/1 kV - 1X6 1x4 RF 31-22 FG10M1 0.6/1 KV |
| Lunghezza complessiva: | 30 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 30 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 22 - cavi unipolari senza guaina in tubi protettivi circolari posati in cavità di strutture |
| Disposizione: | Raggruppati a fascio, annegati |
| Tipo cavo: | Unipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | FG10M1 0.6/1 kV |
| Tipo di isolante: | EPR |
| Formazione: | 2x(1x6) + 1G4 |
| N° conduttori positivo/fase: | 1 |
| Sez. positivo/fase: | 6 mm ² |
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 6 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 4 mm ² |
| Tensione nominale: | 650 V |
| Corrente d'impiego: | 9,7 A |
| Corrente di c.c. moduli | 10,8 A |

Cablaggio: Q. Campo - Q. Giunzione

| Descrizione | Valore |
|--------------------------------|--|
| Identificazione: | |
| Lunghezza complessiva: | 0 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 0 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 11 - cavi multipolari, con o senza armatura posati su pareti |
| Disposizione: | Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate |
| Tipo cavo: | Multipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | FG100M1 0.6/1 kV |
| Tipo di isolante: | EPR |
| Formazione: | 2x6+1G4 |
| N° conduttori positivo/fase: | 1 |
| Sez. positivo/fase: | 6 mm ² |
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 6 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 4 mm ² |
| Tensione nominale: | 650 V |
| Corrente d'impiego: | 19,4 A |
| Corrente di c.c. moduli | 21,5 A |

Cablaggio: Q. Giunzione - Q. Inverter

| Descrizione | Valore |
|-------------------------------|--|
| Identificazione: | 5G6 AFUMEX FG100M1 0.6/1 KV |
| Lunghezza complessiva: | 10 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 10 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 3A - cavi multipolari in tubi protettivi circolari distanziati da pareti |
| Disposizione: | Raggruppati a fascio, annegati |
| Tipo cavo: | Multipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | FG100M1 0.6/1 kV |
| Tipo di isolante: | EPR |
| Formazione: | 3G6 |
| N° conduttori positivo/fase: | 1 |
| Sez. positivo/fase: | 6 mm ² |

| | |
|--------------------------------|-------------------|
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 6 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 6 mm ² |
| Tensione nominale: | 650 V |
| Corrente d'impiego: | 19,4 A |
| Corrente di c.c. moduli | 21,5 A |

Cablaggio: Q. Inverter - Q. Parallelo

| Descrizione | Valore |
|--------------------------------|--|
| Identificazione: | |
| Lunghezza complessiva: | 10 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 10 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 11 - cavi multipolari, con o senza armatura posati su pareti |
| Disposizione: | Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate |
| Tipo cavo: | Multipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | FTG100M1 0.6/1 kV |
| Tipo di isolante: | EPR |
| Formazione: | 4x10+ 1G4 |
| N° conduttori positivo/fase: | 3 |
| Sez. positivo/fase: | 10 mm ² |
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 10 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 4 mm ² |
| Tensione nominale: | 400 V |
| Corrente d'impiego: | 35,5 A |

Cablaggio: Q. Parallelo - Q. Misura

| Descrizione | Valore |
|-------------------------------|--|
| Identificazione: | |
| Lunghezza complessiva: | 25 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 25 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 3A - cavi multipolari in tubi protettivi circolari distanziati da pareti |
| Disposizione: | Raggruppati a fascio, annegati |

| | |
|--------------------------------|--------------------|
| Tipo cavo: | Multipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | FG70H2R 0.6/1 kV |
| Tipo di isolante: | EPR |
| Formazione: | 4x16+1G4 |
| N° conduttori positivo/fase: | 3 |
| Sez. positivo/fase: | 16 mm ² |
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 16 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 4 mm ² |
| Tensione nominale: | 400 V |
| Corrente d'impiego: | 70,9 A |

Cablaggio: Q. Misura - Rete

| Descrizione | Valore |
|--------------------------------|--|
| Identificazione: | |
| Lunghezza complessiva: | 25 m |
| Lunghezza di dimensionamento: | 25 m |
| Circuiti in prossimità: | 1 |
| Temperatura ambiente: | 30° |
| Tabella: | CEI-UNEL 35024/1 (PVC/EPR) |
| Posa: | 3A - cavi multipolari in tubi protettivi circolari distanziati da pareti |
| Disposizione: | Raggruppati a fascio, annegati |
| Tipo cavo: | Multipolare |
| Materiale: | Rame |
| Designazione: | N1VV-K |
| Tipo di isolante: | PVC |
| Formazione: | 4x16+1G4 |
| N° conduttori positivo/fase: | 3 |
| Sez. positivo/fase: | 16 mm ² |
| N° conduttori negativo/neutro: | 1 |
| Sez. negativo/neutro: | 16 mm ² |
| N° conduttori PE: | 1 |
| Sez. PE: | 4 mm ² |
| Tensione nominale: | 400 V |
| Corrente d'impiego: | 70,9 A |

| Tabella di riepilogo cavi | | | | | |
|---------------------------|----------------------------|-----------------|--------------------|------------------------------|-------|
| Codice | Costruttore | Form. | Des. | Descrizione | Lc |
| CV128 | PIRELLI CAVI e SISTEMI SPA | 2x(1x4)+1G 4 | FG10M1 0.6/1 kV | 1x4 RF 31-22 FG10M1 0.6/1 kV | 300 m |
| CVPIR632 | PIRELLI CAVI e SISTEMI SPA | 2x(1x6)+1G 4 | FG10M1 0.6/1 kV | FG10M1 0.6/1 kV - 1X6 | 60 m |

| | | | | | |
|----------------------------|----------------------------|-------------|----------------------|------------------------------|------|
| CV128 | PIRELLI CAVI e SISTEMI SPA | 2x(1x6)+1G4 | FG10M1 0.6/1 kV | 1x4 RF 31-22 FG10M1 0.6/1 KV | 30 m |
| Q. Campo - Q. Giunzione | | 2x6+1G4 | FG100M1 0.6/1 kV | | 0 m |
| CV582 | PIRELLI CAVI e SISTEMI SPA | 3G6 | FG100M1 0.6/1 kV | 5G6 AFUMEX FG100M1 0.6/1 KV | 10 m |
| Q. Inverter - Q. Parallelo | | 4x10+1G4 | FTG100M1 0.6/1 kV | | 10 m |
| Q. Parallelo - Q. Misura | | 4x16+1G4 | FG70H2R 0.6/1 kV | | 25 m |
| Q. Misura - Rete | | 4x16+1G4 | N1VV-K | | 25 m |

Tabella 5.2.4.1: cavi di stringa e dell'impianto

5.2.5 Quadri elettrici

□ Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare un quadro a monte di ogni convertitore per il collegamento in parallelo delle stringhe, il sezionamento, la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore.

□ Quadro di parallelo lato corrente alternata

Si prevede di installare un quadro di parallelo in alternata all'interno di in una cassetta posta a valle dei convertitori statici per la misurazione, il collegamento e il controllo delle grandezze in uscita dagli inverter. All'interno di tale quadro, sarà inserito il sistema di interfaccia alla rete e il contatore in uscita della Società distributrice dell'energia elettrica ENEL spa.

-SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo

connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

5.2.6 Sistema di controllo e monitoraggio (SCM)

Il sistema di controllo e monitoraggio, permette per mezzo di un computer ed un software dedicato, di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza etc..) di ciascun inverter.

E' possibile inoltre leggere nella memoria eventi del convertitore tutte le grandezze elettriche dei giorni passati.

5.2.7 Verifiche

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, 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 utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore soddisfa le seguenti condizioni:

- **Limiti in tensione**

Tensione minima V_n a 70,00 °C (649,6 V) maggiore di $V_{mpp \text{ min.}}$ (252,0 V)

Tensione massima V_n a -5,00 °C (649,9 V) inferiore a $V_{mpp \text{ max.}}$ (800,0 V)

Tensione a vuoto V_o a -5,00 °C (768,7 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1000,0 V)

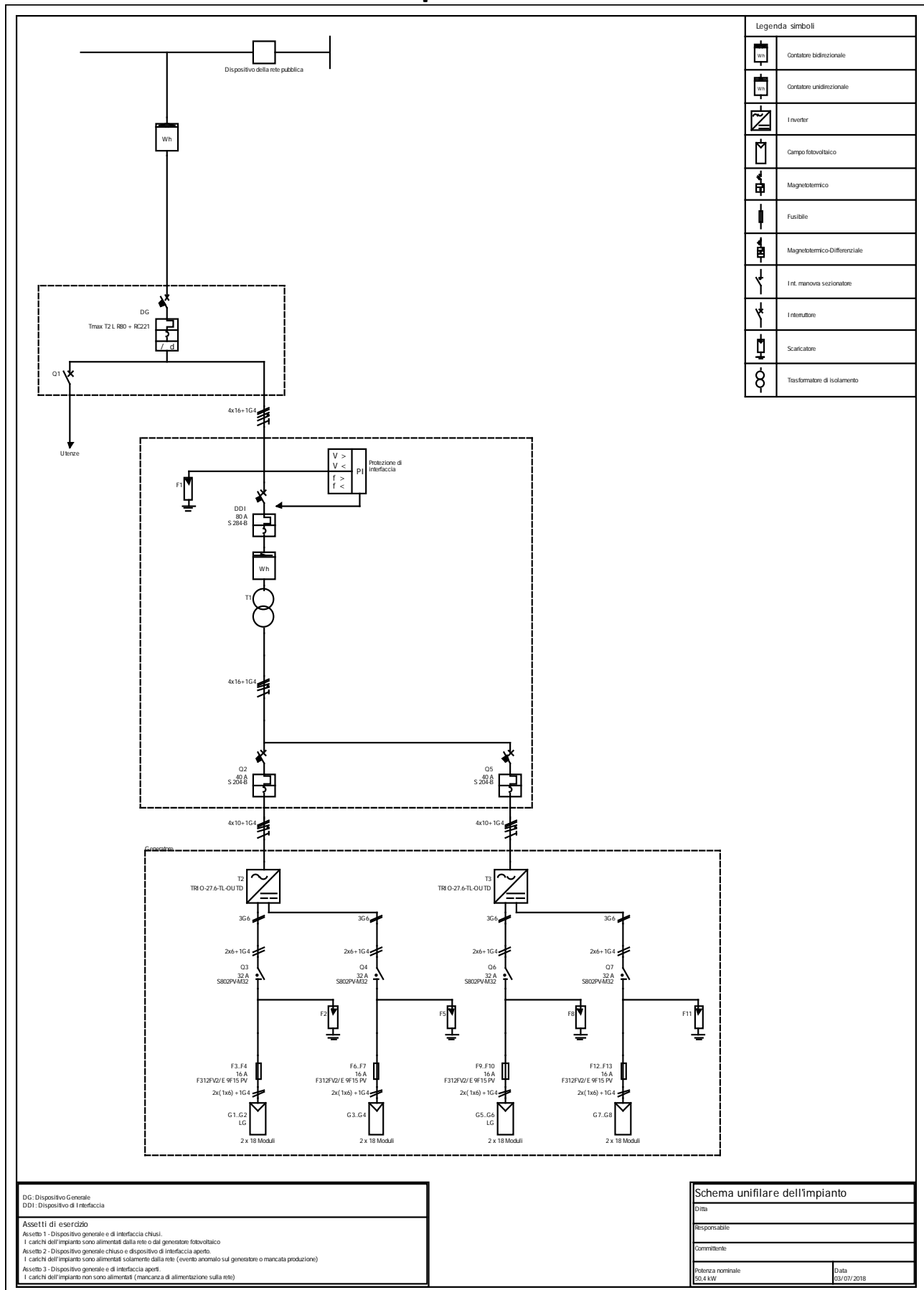
- **Limiti in corrente**

Corrente massima di ingresso riferita a I_{sc} (21,5 A) inferiore alla corrente massima inverter (32,0 A)

- **Limiti in potenza**

Dimensionamento in potenza (89,5%) compreso tra 80,0% e il 120,0%

5.2.8 Schema unifilare dell'impianto



5.3 Analisi economica

Analisi delle condizioni economiche per l'installazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica denominato TESI DI LAUREAMAGISTRALE da installarsi in comune di Bologna per una potenza nominale di 50,4 kWp ed energia immessa in rete il primo anno pari a 57.612,5 kWh.

-Analisi dei costi

I costi relativi alla realizzazione dell'impianto sono elencati di seguito:

Riepilogo (tabella 5.3.1 e figura 5.3.1)

| | |
|------------------------------------|----------------------|
| Costo specifico: | €/kW 1.000,00 |
| Potenza nominale: | 50,4 kWp |
| Costo totale dell'impianto: | € 50.400,00 |

-Regime contrattuale

| | |
|---|-------------------|
| Regime contrattuale di cessione dell'energia: | Scambio sul posto |
| Potenza nominale: | 50,4 kWp |
| Tipo realizzazione: | sulla pensilina |
| Classificazione impianto: | - |

Finanziato con fondi propri.

-Consumo utenza

| | |
|--|--------------|
| Consumo annuo utenza: | 56.759,6 kWh |
| Consumo contemporaneo di energia prodotta: | 19.624 kWh |
| Energia immessa: | 37.988,5 kWh |
| Energia prelevata: | 37.135,5 kWh |

Profilo di carico:

| Descrizione | Consumo [kWh] | Potenza [W] |
|--------------------------|---------------|-------------|
| 2 postazioni PC | 952 | 400 |
| Asciugabiancheria | 288 | 2.000 |
| Asciugatrice industriale | 7.952 | 8.000 |

| | | |
|-----------------------------------|--------|-------|
| Frigorifero-congelatori Classe A+ | 280,3 | 150 |
| Lavastoviglie Classe A | 551,1 | 1.650 |
| Lavatrice Classe A | 201,6 | 1.400 |
| Plafoniere | 2.171 | 500 |
| Pompa di calore - 5kW | 955,5 | 5.000 |
| Televisore | 229,4 | 200 |
| Cucina elettrica 8kW | 25.976 | 8.000 |
| Condizionatore fisso - 5kW | 996,7 | 5.000 |
| Cella frigorifera 12 m3 | 16.206 | 1.850 |

Tabella 5.3.1:Analisi economica

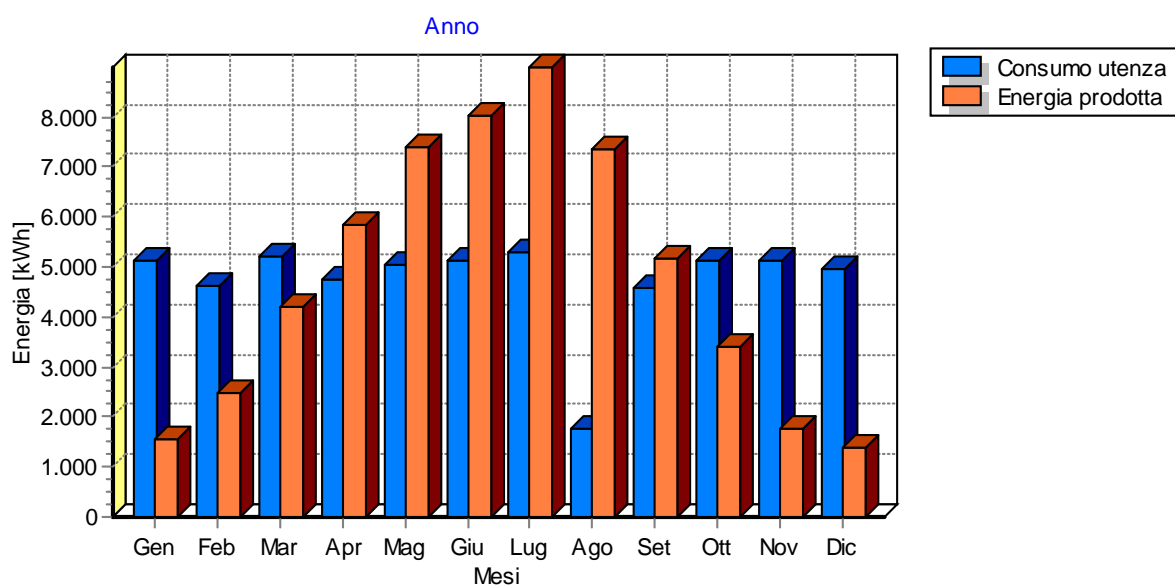


Figura 5.3.1: diagramma dell'energia prodotta e il consumo utenza

-Ritorno economico

La simulazione del rendimento economico dell'impianto nel determinato periodo di calcolo avviene considerando i seguenti parametri:

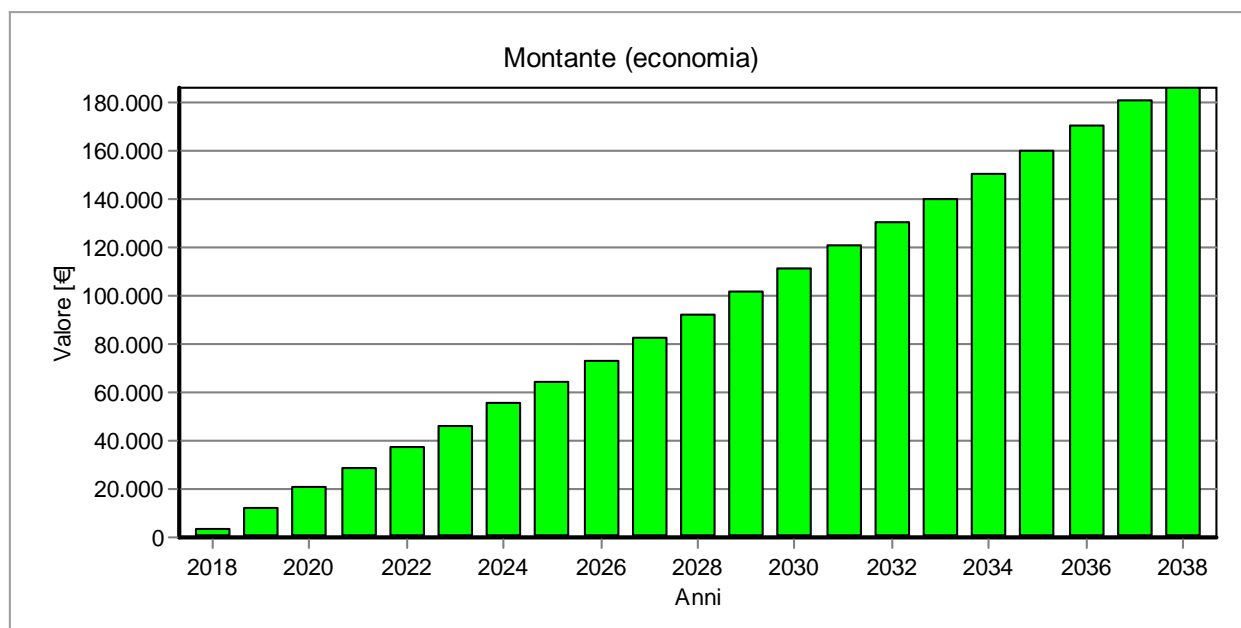
| | |
|---|----------|
| Degradazione annua dell'impianto causa invecchiamento: | 0,8 % |
| Tasso d'inflazione annuo: | 2 % |
| Tasso interesse attivo: | 0 % |
| Tasso interesse passivo: | - |
| Costo servizio di misura: | € 330,00 |
| Costo servizio di scambio sul posto: | € 60,40 |
| Corrispettivo di trasmissione (solo cessione in rete): | - |
| Corrispettivo di aggregazione delle misure (solo cessione in rete): | - |

| | |
|---|-----|
| Costi amministrativi (solo cessione in rete): | - |
| Corrispettivo di trasporto – CTR (solo cessione in rete): | - |
| Spese di istruttoria: | € 0 |

Rendimento dell'investimento effettuato nell'impianto fotovoltaico:

| | |
|--|---------------------|
| Consumo contemporaneo di energia prodotta: | 19.624 kWh |
| Data entrata in esercizio: | 02/07/2018 |
| Data di riferimento incentivi: | 02/07/2018 |
| Data fine analisi: | 01/07/2038 |
| Incentivo | € 0,00 |
| Risparmio consumi: | € 98.241,58 |
| Interessi attivi: | € 0,00 |
| Altre entrate: | € 0,00 |
| Ricavo da vendita energia non consumata: | € 0,00 |
| Liquidazione eccedenze: | € 0,00 |
| Contributo in conto scambio: | € 164.745,78 |
| A dedurre costi annuali: | € 8.198,40 |
| A dedurre imposte: | € 68.538,24 |
| Totale: | € 186.250,72 |
| Capitale proprio: | € 50.400,00 |
| Flusso di cassa cumulato: | € 135.850,72 |

| | |
|---------------------------------|--------------|
| Costi straordinari: | € 0,00 |
| Periodo di rimborso (anni): | 7 |
| Montante dopo 21 anni: | € 186.250,72 |
| Tasso di rendimento composto: | 6,422 % |
| Tasso di attualizzazione: | 2 % |
| VAN: | € 99.107,98 |
| TIR: | 15,35 % |
| Tabella 5.3.2 ritorno economico | |



5.4 Scheda tecnica finale d'impianto

| UBICAZIONE DELL'IMPIANTO | |
|---------------------------------|--------------------------|
| Denominazione: | TESI DI LAUREAMAGISTRALE |
| Regione: | EMILIA-ROMAGNA |
| Provincia: | Bologna |
| Comune: | Bologna |
| Indirizzo: | Viadagola 180-182 |
| CAP: | 40057 |
| Località: | Granarolo (BO) |

| CARATTERISTICHE GENERALI | |
|--|-------------------|
| Tipo impianto: | Mono sezione |
| L'impianto è entrato in esercizio come: | Nuova costruzione |
| Data di entrata in esercizio: | 02/07/2018 |
| Impianto preesistente entrato in esercizio il: | |
| Potenziamento di un impianto già incentivato in conto energia: | |
| Potenza nominale prima dell'intervento: | |
| Media della produzione dei due anni solari precedenti l'intervento di potenziamento: | |
| Potenza nominale installata: | 50,4 kWp |

| | |
|--------------------------|--------------|
| Produzione annua attesa: | 57.612,5 kWh |
|--------------------------|--------------|

| CARATTERISTICHE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE | |
|--|----------------|
| Sistema: | Bassa tensione |
| Tensione nominale: | 400 V |

| MODALITA' DI CONNESSIONE ALLA RETE | |
|--|----------|
| Si avvale del servizio di scambio sul posto? | Sì |
| L'energia elettrica prodotta dall'impianto coincide con quella immessa in rete? | No |
| Denominazione del gestore di rete elettrica locale: | ENEL spa |
| Codice identificativo di cui all'articolo 37, comma 37.1, della deliberazione n.111/06 | |

| ATTIVAZIONE A SEZIONI | |
|------------------------------|---|
| Numero sezioni: | 1 |

| CARATTERISTICHE DELLA STRUTTURA DI SUPPORTO DEI MODULI FOTOVOLTAICI | |
|--|---|
| Il generatore fotovoltaico è montato su una struttura (pensilina) | Inclinazione fissa Inclinazione fissa |
| Orientamento: | -47° 47° |
| Inclinazione: | 15° 15° |

| INCREMENTO DELLA TARIFFA INCENTIVANTE | |
|--|--|
| Incremento del 5 % della tariffa incentivante Nessun premio | |

| COSTO DELL'IMPIANTO | |
|---|---------------|
| Fornitura moduli: | € 0,00 |
| Fornitura inverter: | € 0,00 |
| Resto fornitura, installazione e progettazione: | € 0,00 |
| Costo totale dell'impianto: | € 50.400,00 |
| Costo specifico: | €/kW 1.000,00 |
| Incentivi locali: | € 0 |

| | |
|------------------------------------|--|
| TIPOLOGIA DEL SITO/IMPIANTO | |
| Azienda agriturismo | |

| | |
|---|--|
| TIPOLOGIA DI INSTALLAZIONE | |
| Superficie lorda occupata dall'impianto: 245 m ² | |

| | |
|---------------------|---|
| Sezione: | Sezione 1 |
| Tipo realizzazione: | Sulla pensilina |
| Tipologia 1 | Moduli fotovoltaici installati sulla pensilina con pendenze 15° |

| | |
|--|-------------------------|
| CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI | |
| Tecnologia costruttiva: | Silicio monocristallino |

| | |
|-------------------------------|--------------------|
| Marca e modello: | LGSpa |
| Numero di moduli: | 144 |
| Potenza del modulo: | 350 Wp |
| Certificazione: | CEI EN 61215 |
| Superficie totale dei moduli: | 245 m ² |

| | |
|---|-----------------------------|
| CARATTERISTICHE DEI CONVERTITORI | |
| Marca e modello: | POWER ONE TRIO-27.6-TL-OUTD |
| Certificazione CEI, IEC, ecc.: | Sì |
| Numero di convertitori: | 2 |
| Tensione a vuoto (V _{oc}) in ingresso al convertitore (condizioni STC): | 800 V |
| Tensione (V _{ca}) in uscita dal convertitore: | 400 Vac |

| | |
|---|-------------------------------|
| CARATTERISTICHE DELLA PROTEZIONE D'INTERFACCIA | |
| Protezione d'interfaccia: | Esterna al convertitore cc/ca |
| Conforme alla norma CEI 11-20 e ai regolamenti del Gestore di rete: | Sì |
| Modello della protezione d'interfaccia esterna: | POWER ONE TRIO-27.6-TL-OUTD |

| TECNICO RESPONSABILE AFIANCATO All'ingegnere Donini Stefano | |
|--|-------------------------------|
| Nome: | KENGNI |
| Cognome: | EMILE |
| Società: | ENARGO SNC |
| Regione: | EMILIA-ROMAGNA |
| Provincia: | Bologna |
| Comune: | Bologna |
| Indirizzo e civico: | VIA FONDAZZA 29 |
| CAP: | 40125 |
| Recapiti telefonici: | 3884791749 |
| Fax: | |
| E-mail: | emile.kengni2@studio.unibo.it |

Dichiarazione del Tecnico responsabile della documentazione finale di progetto:

Il sottoscritto KENGNIEMILE nato a BALEVENG il 17/01/1981, dichiara di possedere i requisiti e le competenze stabilite dalla vigente legislazione per lo sviluppo della documentazione finale di progetto.

6 Conclusione

Nei sistemi fotovoltaici, l'efficienza di una cella parial massimo al 20% è inferiore ad altri sistemi di conversione, perciò è di particolare importanza minimizzare le perdite dell'elettronica dedicata alla conversione stessa dell'energia luminosa in elettrica.

Il presente lavoro di tesi ha avuto come obiettivo la progettazione di un impianto fotovoltaico grid-connetted da 50,4 kWp per un agriturismo in zona Granarolo Bologna, lo stesso impianto alimenta quattro colonnine di ricariche delle macchine elettriche di cui si è parlato nel presente lavoro.

Per procedere a uno studio adeguato dell'impianto, si è incominciato a studiare l'energia solare dall'estradosso terrestre fino alla superficie terrestre, abbiamo esaminato in maniera dettagliata la generazione fotovoltaica.

Nell' ultima parte di questo elaborato, abbiamo progettato in maniera molto dettagliata l'impianto in oggetto facendo le verifiche e la valutazione economica con il programma SOLergo.

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;

progetto esecutivo in versione "come costruito", corredato di schede tecniche dei materiali installati;

dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;

dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/2008;

certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti e, in particolare, alle CEI 11-20 qualora venga impiegato il dispositivo di interfaccia interno al convertitore stesso;

certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;

garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della regola dell'arte.

Riferimento Bibliografici e Siti Web Consultati

1. Impianti solari fotovoltaici a norme CEI (Francesco Groppi – Carlo Zuccaro);
2. Le guide blu(impianti fotovoltaici a norme CEI);
3. Sistemi solari fotovoltaici: progettazione e valutazione economica in conto energia;
4. Appunti di conversione fotovoltaica (prof: Gabriele Grandi);
5. Appunti di sistemi solari (prof: GL Morini);
6. Appunti di tecnologie elettriche innovative (prof: Davide Fabiani);
7. Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del parlamento europeo e del consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi. (GU n. 10 del 13-1-2017 – Suppl.Ordinario n.3);
8. Guida alla norma italiana CEI 82–25;
9. Norma italiana UNI 10349 e UNI 8477;
10. Programma di progettazione fotovoltaico (SOLergo);
11. www.e-station.it;
12. www.stazioni-di-ricarica.it.

Appendice

Di seguito alcuni estratti dei datasheet utilizzati.

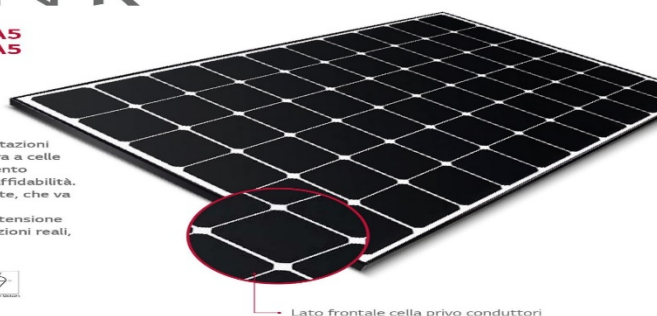
LG NeON[®] R

LG NeON[®] R

LG365Q1C-A5 | LG360Q1C-A5
LG355Q1C-A5 | LG350Q1C-A5

60 celle

LG NeON[®] R è il nuovo elemento ad alte prestazioni prodotto da LG. La nuova, innovativa struttura a celle senza contatti frontali ottimizza lo sfruttamento della luce, migliorando così le prestazioni e l'affidabilità. LG NeON[®] R dimostra il vantaggio per il cliente, che va ben oltre il rendimento. LG NeON[®] R offre potenza fino a 365 Wp, estensione di garanzia, durata e alte prestazioni in condizioni reali, nonché design altamente estetico.



KEY FEATURES

| | |
|--|---|
|  <p>Estensione di garanzia LG NeON[®] R offre un'estensione di garanzia sulla potenza. Dopo 25 anni LG garantisce come minimo l'87% della potenza originaria del modulo LG NeON[®] R.</p> |  <p>Elevata potenza erogata Il nuovo modulo LG NeON[®] R vede un notevole incremento del rendimento. Per questo è pertanto particolarmente adatto in caso di spazi limitati.</p> |
|  <p>Un bel tetto Nello sviluppare il modulo LG NeON[®] R il design è stato molto curato. Grazie al lato frontale cella, privo di elettrodi, l'aspetto altamente estetico del modulo incrementa il valore dell'edificio.</p> |  <p>Eccezionale durata grazie alla nuova struttura rinforzata del telaio LG NeON[®] R resiste a valori di pressione fino a 6.000Pa e a valori di risucchio fino a 5.400Pa.</p> |
|  <p>Maggiore potenza nelle giornate di sole Grazie al migliorato coefficiente di temperatura, la potenza del modulo NeON[®] R nelle giornate di sole è superiore.</p> |  <p>25 Anni di garanzia del prodotto Così come la garanzia di prestazioni avanzate, LG ha esteso la garanzia del prodotto di LG NeON[®] R per altri 1,5 anni a 25 anni.</p> |

Informazioni su LG Electronics

LG è un gruppo operante a livello globale, impegnato in misura crescente nel settore fotovoltaico. Nel 1985 LG ha avviato il primo programma di ricerca dedicato all'energia solare, avvalendosi delle esperienze accumulate nei settori semiconduttori, LCD, chimica e realizzazione di materiali. Nel 2010 LG Solar ha lanciato sul mercato la prima serie Mono[®], che ha riscosso enorme successo ed è oggi disponibile in 22 paesi. I moduli LG NeON[®] (già commercializzati come Mono[®] NeON1, NeON2 e NeON3) binocali sono stati insigniti negli anni 2013, 2015 e 2016 del riconoscimento "Innovator AWARD" che attesta la leadership, la capacità d'innovazione e l'impegno di LG Solar nel settore.

Proprietà meccaniche

| | |
|---------------------------------|---------------------------------------|
| Celle | 6 x 10 |
| Produttore celle | LG |
| Tipo di celle | monocristallino / tipo N |
| Dimensioni celle | 161,7 x 161,7 mm |
| Barre collettrici | 30 |
| Dimensioni (L x l x H) | 1.700 x 1.016 x 40 mm |
| Carico massimo | 6.000Pa (pressione) |
| | 5.400Pa (risucchio) |
| Peso | 18,5 kg |
| Connettore, tipo | MC4, 05-8 |
| Scatola di giunzione | IP68 con 3 diodi di bypass |
| Cavo di collegamento, lunghezza | 2 x 1.000 mm |
| Copertura del lato frontale | vetro temprato ad elevata trasparenza |
| Telaio | alluminio anodizzato |

Certificazioni e garanzie

| | |
|--|---|
| Certificazioni | IEC 61215, IEC 61730-1/-2 |
| | IEC TS 62804-1 (PID) |
| | IEC 61701 (test di resistenza alla corrosione in nebbia salina) |
| | IEC 62716 (test di resistenza all'ammoniaca) |
| | ISO 9001 |
| Reazione al fuoco dei moduli | Classe C, classe di reazione al fuoco 1 (Italia) ² |
| Garanzia prodotto | 25 anni |
| Garanzia sulla potenza Pmax (tolleranza di misura ±3%) | 25 anni di garanzia lineare ³ |

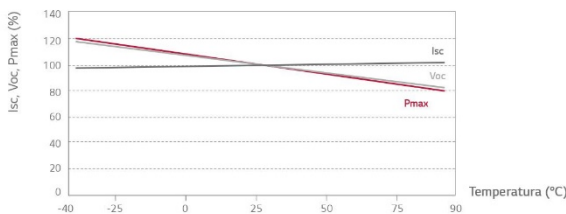
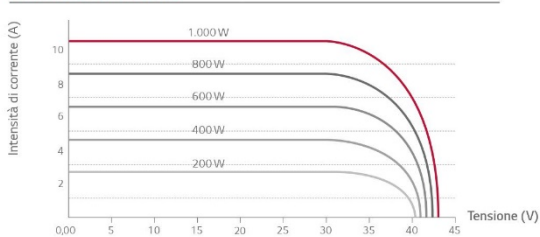
²In lavorazione

³1) Durante i primi 5 anni: 95 % 2) dal 5° anno: 0,4 di degradazione annua. 3) 87% al 25° anno.

Coefficienti di temperatura

| | | |
|------|--------|--------|
| NOCT | [°C] | 44 ± 3 |
| Pmax | [%/°C] | -0,30 |
| Voc | [%/°C] | -0,24 |
| Isc | [%/°C] | 0,04 |

Curve caratteristiche



Proprietà elettriche (STC⁴)

| Modello | | LG365Q1C-A5 | LG360Q1C-A5 | LG355Q1C-A5 | LG350Q1C-A5 |
|--|------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Potenza massima (Pmax) | [W] | 365 | 360 | 355 | 350 |
| Tensione MPP (Vmpp) | [V] | 36,7 | 36,5 | 36,3 | 36,1 |
| Corrente MPP (Impp) | [A] | 9,95 | 9,87 | 9,79 | 9,7 |
| Tensione a vuoto (Voc) | [V] | 42,8 | 42,7 | 42,7 | 42,7 |
| Corrente di corto circuito (Isc) | [A] | 10,8 | 10,79 | 10,78 | 10,77 |
| Rendimento del modulo | [%] | 21,1 | 20,8 | 20,6 | 20,3 |
| Temperatura di esercizio | [°C] | -40 ~ +90 | | | |
| Massima tensione di sistema | [V] | 1.000 | | | |
| Corrente nominale per il fusibile di serie | [A] | 20 | | | |
| Tolleranza di potenza | [%] | 0 ~ +3 | | | |

⁴1) STC (Standard Test Condition): Irraggiamento 1.000 W/m², temperatura del modulo 25°C, AM 1,5.

2) La variazione tipica del rendimento del modulo a 200 W/m² in rapporto a 1.000 W/m² è pari a -4,5 %.

3) Classe di applicazione: A, Classe di protezione: II

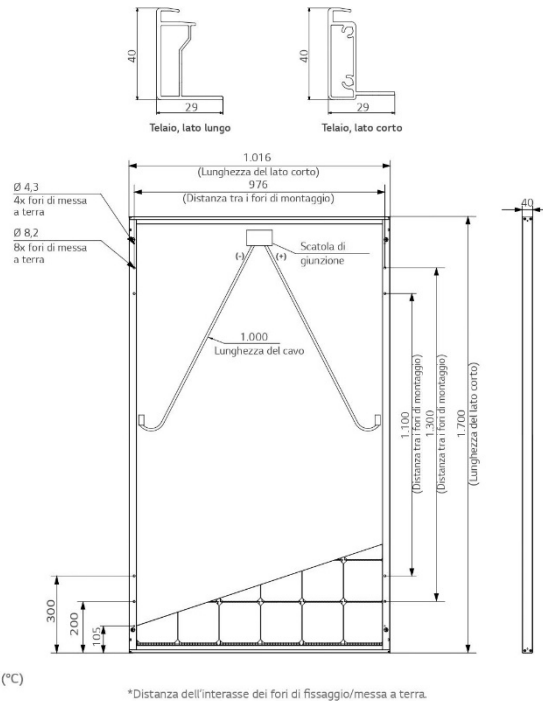
4) LG Electronics declina qualsiasi responsabilità sull'accuratezza dei dati elettrici.

Proprietà elettriche (NOCT⁵)

| Modello | | LG365Q1C-A5 | LG360Q1C-A5 | LG355Q1C-A5 | LG350Q1C-A5 |
|----------------------------------|-----|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Potenza massima (Pmax) | [W] | 275 | 271 | 267 | 263 |
| Tensione MPP (Vmpp) | [V] | 36,6 | 36,4 | 36,2 | 36,0 |
| Tensione MPP (Impp) | [A] | 7,51 | 7,45 | 7,39 | 7,32 |
| Tensione a vuoto (Voc) | [V] | 40,2 | 40,2 | 40,2 | 40,1 |
| Corrente di corto circuito (Isc) | [A] | 8,7 | 8,69 | 8,68 | 8,67 |

⁵NOCT (temperatura nominale di esercizio della cella solare): Irraggiamento 800 W/m², temperatura ambiente 20°C, velocità del vento 1 m/s

Dimensioni (mm)



LG Electronics Deutschland GmbH
EU Solar Business Group
Alfred-Herrhausen-Allee 3-5
65760 Eschborn, Germania
E-Mail: info.solar@lge.com
www.lg-solar.com/it

I dati della presente scheda tecnica fanno riferimento alla norma
DIN EN 50380. Salvo modifiche e correzioni.
Versione: 03/2017
Documento: D5-Q1C-A5-IT-201703

Copyright © 2017 LG Electronics. Tutti i diritti riservati.



Inverter solari

Inverter di stringa ABB TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD da 20 a 27.6 kW



Questo inverter trifase per applicazioni commerciali offre una maggiore flessibilità e possibilità di controllo ad installatori che vogliono realizzare impianti di grandi dimensioni con orientamento variabile.

La doppia sezione di ingresso con inseguimento MPPT indipendente consente una ottimale raccolta di energia anche nel caso di stringhe orientate in direzioni diverse.

Il TRIO presenta un algoritmo di MPPT veloce e preciso per l'inseguimento della potenza in tempo reale e per una migliore raccolta di energia.

Alta efficienza a tutti i livelli di tensione d'uscita

Curve di efficienza piatte garantiscono un elevato rendimento a tutti i livelli di erogazione assicurando una prestazione costante e stabile nell'intero intervallo di tensione in ingresso o di potenza in uscita.

Il dispositivo ha un rendimento che raggiunge il 98.2%.

L'ampio intervallo di tensione in ingresso rende l'inverter adatto agli impianti con stringhe di dimensioni ridotte.

Caratteristiche principali

- Unità di conversione DC/AC con topologia di ponte trifase
- Topologia senza trasformatore
- Ciascun inverter è programmato con specifici standard di rete che possono essere installati direttamente sul campo
- Scatola di cablaggio rimovibile per una facile installazione
- Ampio intervallo di tensione in ingresso
- String combiner integrato con diverse opzioni di configurazione, incluso un sezionatore DC conforme agli standard internazionali (versioni -S2, -S1J, -S2J, -S2F e -S2X)

Power and productivity
for a better world™



Ulteriori caratteristiche

- Raffreddamento a convezione naturale per garantire la massima affidabilità
- Involucro da esterno per uso in qualsiasi condizione ambientale
- Possibilità di connessione di sensori esterni per il monitoraggio delle condizioni ambientali
- Uscita ausiliaria DC (24 V, 300 mA)

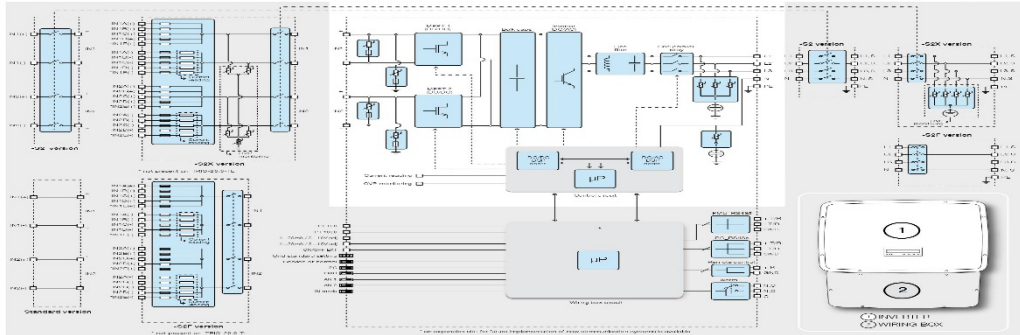


Dati tecnici e modelli

| Modello | TRIO-20.0-TL-OUTD | TRIO-27.6-TL-OUTD |
|--|---|---|
| Ingresso | | |
| Massima tensione assoluta DC in ingresso ($V_{max,abs}$) | 1000 V | |
| Tensione di attivazione DC di ingresso (V_{act}) | 430 V (adj.) 250...500 V | |
| Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ($V_{dc,min}...V_{dc,max}$) | 0.7 x V_{act} ...950 V (min 200 V) | |
| Tensione nominale DC in ingresso (V_{dc}) | 620 V | |
| Potenza nominale DC di ingresso (P_{dc}) | 20750 W | 28600 W |
| Numero di MPPT indipendenti | 2 | |
| Potenza massima DC di ingresso per ogni MPPT ($P_{MPPT,max}$) | 12000 W | 16000 W |
| Intervallo di tensione DC con configurazione di MPPT in parallelo a P_{dc} | 440...800 V | 500...800 V |
| Limitazione di potenza DC con configurazione di MPPT in parallelo | Derating da max a zero [800 V ≤ V_{MPPT} ≤ 950 V] | |
| Limitazione di potenza DC per ogni MPPT con configurazione di MPPT indipendenti a P_{dc} , esempio di massimo sbilanciamento | 12000 W [480 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] altro canale: P_{dc} = 12000 W [350 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] | 16000 W [500 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] altro canale: P_{dc} = 16000 W [400 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] |
| Massima corrente DC in ingresso ($I_{dc,max}$) / per ogni MPPT ($I_{MPPT,max}$) | 50.0 A / 25.0 A | 61.0 A / 32.0 A |
| Massima corrente di cortocircuito di ingresso per ogni MPPT | 30.0 A | 40.0 A |
| Numero di coppie di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT | 1 (4 nelle versioni -S2X, -S2F, -S1J, -S2J) | 1 (5 nelle versioni -S2X e -S2F, 4 nelle versioni -S1J e -S2J) |
| Tipo di connessione DC | Connettore PV ad innesto rapido ⁹⁾ / Morsettiere a vite in versioni standard e -S2 | |
| Protezioni di ingresso | | |
| Protezione da inversione di polarità | Sì, da sorgente limitata in corrente | |
| Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT varistore | Sì, 4 | |
| Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT-scaricatore per barra DIN (versioni -S2X, -S1J e -S2J) | -S2X: Tipo 2; -S1J, -S2J: Tipo 1+2 | |
| Controllo di isolamento | In accordo alla normativa locale | |
| Caratteristiche sezionatore DC per ogni MPPT (versione con sezionatore DC) | 40 A / 1000 V | |
| Caratteristiche fusibili (ove presenti) | 15 A / 1000 V ¹⁾ | |
| Uscita | | |
| Tipo di connessione AC alla rete | Trifase 3 fili + PE o 4 fili + PE | |
| Potenza nominale AC di uscita (P_{ac} @ $\cos\phi = 1$) | 20000 W | 27600 W |
| Potenza massima AC di uscita ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi = 1$) | 22000 W ²⁾ | 30000 W ²⁾ |
| Potenza apparente massima ($S_{tr,ac}$) | 22200 VA | 30670 VA |
| Tensione nominale AC di uscita (V_{ac}) | 400 V | |
| Intervallo di tensione AC di uscita | 320...480 V ¹⁾ | |
| Massima corrente AC di uscita ($I_{ac,max}$) | 33.0 A | 45.0 A |
| Contributo alla corrente di corto circuito | 35.0 A | 46.0 A |
| Frequenza nominale di uscita (f_1) | 50 Hz / 60 Hz | |
| Intervallo di frequenza di uscita ($f_{1,min}...f_{1,max}$) | 47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾ | |
| Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità | > 0.995, adj. ± 0.9 con P_{ref} = 20.0 kW, ± 0.8 con max 22.2 kVA | > 0.995, adj. ± 0.9 con P_{ref} = 27.6 kW, ± 0.8 con max 30 kVA |
| Distorsione armonica totale di corrente | < 3% | |
| Tipo di connessione AC | Morsettiere a vite, pressa cavo PG36 | |
| Protezioni di uscita | | |
| Protezione anti-islanding | In accordo alla normativa locale | |
| Massima protezione esterna da sovracorrente AC | 50.0 A | 63.0 A |
| Protezione da sovratensione di uscita - varistore | 4 | |
| Protezione da sovratensione di uscita - scaricatore per barra DIN (versione -S2X) | 4 (Tipo 2) | |
| Prestazioni operative | | |
| Efficienza massima (η_{max}) | 98.2% | |
| Efficienza pesata (EURO/CEC) | 98.0% / 98.0% | |
| Soglia di alimentazione della potenza | 40 W | |
| Consumo notturno | < 0.6 W | |

2 ABB inverter solari | Scheda tecnica per TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

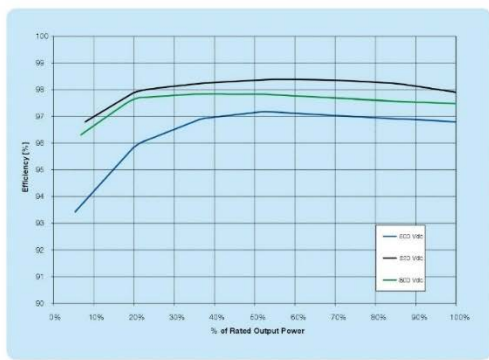
Diagramma a blocchi - TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD



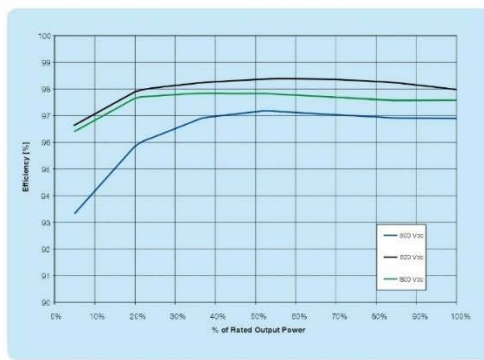
| Dati tecnici e modelli | TRIO-20.0-TL-OUTD | TRIO-27.6-TL-OUTD |
|---|--|--|
| Modello | | |
| Composizione | | I-PT-MSU-MS32-400 (opt.) V&N400 Wifi Logger Card (opt.), V&N700 Data Logger (opt.) V&N400 Wifi Logger Card (opt.) Display grafico |
| Monitoraggio locale cablate | | |
| Monitoraggio remoto | | |
| Monitoraggio locale wireless | | |
| Interfaccia utente | | |
| Ambiente | | |
| Temperatura ambiente | -25...+60°C / 15...140°F con derating sopra 45°C/113°F | |
| Umidità relativa | 11...98% (non condensabile) | |
| Pressione di emissione acustica tipica | su IFA 60 m | |
| Massima altitudine operativa senza derating | 2000 m / 6560 ft | |
| Rating | | |
| Classe di protezione ambientale | IP65 | |
| Sistema di raffreddamento | Naturale | |
| Dimensioni (H x L x P) | 1001 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5" | 1196 mm (con condensatore) x 702 mm x 292 mm / 47.1" x 27.6" x 11.5" |
| Peso | ~ 70,0 kg / 154,5 lb. (versione standard) | ~ 75,0 kg / 165,4 lb. (versione standard) |
| Relazione di montaggio | Staffa da parete | |
| Sicurezza | | |
| Livello di isolamento | Secondo trasformatore | |
| Certificazioni | CE (su IFA 60 m), IEC | |
| Norma EMC e di sicurezza | EN 50178, VDE 0113, IEC 61851-1, IEC 61851-2, IEC 61851-3, IEC 61851-4, IEC 61851-5, IEC 61851-6, IEC 61851-7, IEC 61851-8, IEC 61851-9, IEC 61851-10, IEC 61851-11, IEC 61851-12, IEC 61851-13, IEC 61851-14, IEC 61851-15, IEC 61851-16, IEC 61851-17, IEC 61851-18, IEC 61851-19, IEC 61851-20, IEC 61851-21, IEC 61851-22, IEC 61851-23, IEC 61851-24, IEC 61851-25, IEC 61851-26, IEC 61851-27, IEC 61851-28, IEC 61851-29, IEC 61851-30, IEC 61851-31, IEC 61851-32, IEC 61851-33, IEC 61851-34, IEC 61851-35, IEC 61851-36, IEC 61851-37, IEC 61851-38, IEC 61851-39, IEC 61851-40, IEC 61851-41, IEC 61851-42, IEC 61851-43, IEC 61851-44, IEC 61851-45, IEC 61851-46, IEC 61851-47, IEC 61851-48, IEC 61851-49, IEC 61851-50, IEC 61851-51, IEC 61851-52, IEC 61851-53, IEC 61851-54, IEC 61851-55, IEC 61851-56, IEC 61851-57, IEC 61851-58, IEC 61851-59, IEC 61851-60, IEC 61851-61, IEC 61851-62, IEC 61851-63, IEC 61851-64, IEC 61851-65, IEC 61851-66, IEC 61851-67, IEC 61851-68, IEC 61851-69, IEC 61851-70, IEC 61851-71, IEC 61851-72, IEC 61851-73, IEC 61851-74, IEC 61851-75, IEC 61851-76, IEC 61851-77, IEC 61851-78, IEC 61851-79, IEC 61851-80, IEC 61851-81, IEC 61851-82, IEC 61851-83, IEC 61851-84, IEC 61851-85, IEC 61851-86, IEC 61851-87, IEC 61851-88, IEC 61851-89, IEC 61851-90, IEC 61851-91, IEC 61851-92, IEC 61851-93, IEC 61851-94, IEC 61851-95, IEC 61851-96, IEC 61851-97, IEC 61851-98, IEC 61851-99, IEC 61851-100 | |
| Norme di connessione alla rete | EN 50438 (con per tutte le varianti nazionali), IEC 60364-4-41, IEC 60364-4-42, IEC 60364-4-43, IEC 60364-4-44, IEC 60364-4-45, IEC 60364-4-46, IEC 60364-4-47, IEC 60364-4-48, IEC 60364-4-49, IEC 60364-4-50, IEC 60364-4-51, IEC 60364-4-52, IEC 60364-4-53, IEC 60364-4-54, IEC 60364-4-55, IEC 60364-4-56, IEC 60364-4-57, IEC 60364-4-58, IEC 60364-4-59, IEC 60364-4-60, IEC 60364-4-61, IEC 60364-4-62, IEC 60364-4-63, IEC 60364-4-64, IEC 60364-4-65, IEC 60364-4-66, IEC 60364-4-67, IEC 60364-4-68, IEC 60364-4-69, IEC 60364-4-70, IEC 60364-4-71, IEC 60364-4-72, IEC 60364-4-73, IEC 60364-4-74, IEC 60364-4-75, IEC 60364-4-76, IEC 60364-4-77, IEC 60364-4-78, IEC 60364-4-79, IEC 60364-4-80, IEC 60364-4-81, IEC 60364-4-82, IEC 60364-4-83, IEC 60364-4-84, IEC 60364-4-85, IEC 60364-4-86, IEC 60364-4-87, IEC 60364-4-88, IEC 60364-4-89, IEC 60364-4-90, IEC 60364-4-91, IEC 60364-4-92, IEC 60364-4-93, IEC 60364-4-94, IEC 60364-4-95, IEC 60364-4-96, IEC 60364-4-97, IEC 60364-4-98, IEC 60364-4-99, IEC 60364-4-100 | |
| Coordinate di disponibilità tramite il canale di vendita | | |
| Modelli disponibili | | |
| Standard | TRIO 20.0 TL OUTD 400 | TRIO 27.6 TL OUTD 400 |
| Con sezionatore DC=AC | TRIO 20.0-TL-OUTD-RS-400 | TRIO 27.6-TL-OUTD-RS-400 |
| Con sezionatore DC=AC e fusibile | TRIO 20.0-TL-OUTD-RS-400 | TRIO 27.6-TL-OUTD-RS-400 |
| Con sezionatore DC=AC, fusibile e seccatore | TRIO 20.0-TL-OUTD-S&S-400 | TRIO 27.6-TL-OUTD-S&S-400 |
| Con sezionatore DC=AC, fusibile e 1 seccatore DC Tipo 1 = 2 | TRIO 20.0-TL-OUTD-S&S-400 | TRIO 27.6-TL-OUTD-S&S-400 |
| Con sezionatore DC=AC, fusibile e 2 seccatore DC Tipo 1 = 2 | TRIO 20.0-TL-OUTD-RS1-400 | TRIO 27.6-TL-OUTD-RS1-400 |

Scheda tecnica per TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD I-ABE (power pack) 3

Curve di efficienza - TRIO-20.0-TL-OUTD



Curve di efficienza - TRIO-27.6-TL-OUTD



BCD.00403 Rev. F IT 04.08.2016

Supporto e assistenza
 ABB supporta i propri clienti con una rete di assistenza dedicata in oltre 60 Paesi e fornisce una gamma completa di servizi per tutta la vita del prodotto, dall'installazione e la messa in servizio, alla manutenzione preventiva, alla fornitura di parti di ricambio, alla riparazione e al riciclo.

Per maggiori informazioni, si prega di contattare un rappresentante ABB o di visitare:
www.abb.it/solarinverters
www.abb.it/solar
www.abb.it

© Copyright 2016 ABB. Tutti i diritti riservati.
 Specifiche soggette a modifica senza preavviso.



Stazioni di ricarica a colonna

5



Stazioni a colonna

Disponibili in versione mono e bifacciale, le colonne di ricarica in corrente alternata offrono un design modulare che permette di scegliere tra diverse tipologie per aree private e pubbliche. Le colonnine con montaggio a basamento si possono sostanzialmente suddividere in due categorie:

- monofacciale - per la ricarica di un singolo veicolo;
- bifacciale - per la ricarica di due veicoli contemporaneamente.

Le stazioni supportano la ricarica in modo 3 definita dalla norma IEC/CEI EN 61851. Permettono la ricarica dei veicoli elettrici in poche ore - di notte, quando si è al lavoro, oppure durante le attività quotidiane - e sono dotate di prese dedicate, protezioni differenziali ad alta immunità contro gli scatti intempestivi, protezione magnetotermica, circuito di PWM (Pulse Width Modulation) e prese di Tipo 2 o 3A, conformi alla norma IEC/CEI EN 62196-2, garantendo la compatibilità anche con i futuri veicoli elettrici e ibridi. Robuste e personalizzabili, si basano su un design in classe II (doppio isolamento) che prevede un'anima in metallo e un involucro esterno in materiale plastico antivandalico IK10 e IP54. Le stazioni di ricarica adottano una tecnologia RFID e sono predisposte a livello standard di funzionalità per l'identificazione dell'utente. Possono essere arricchite con moduli per l'integrazione con gli ambienti di fatturazione e comunicazione.

Totamente personalizzabili su richiesta del cliente, le colonnine di ricarica ABB possono essere esteticamente adattate alle esigenze di immagine del luogo in cui sono state installate.

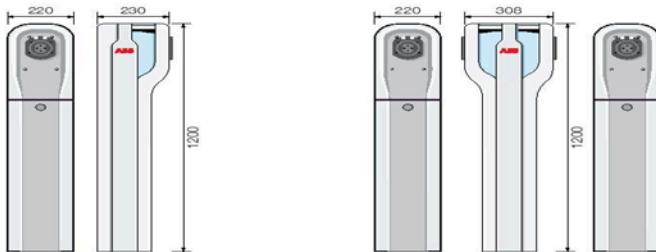
| Descrizione | Codice d'ordine |
|---|-----------------|
| Colonnina 7,4 kW monofase tarabile a 3,7 kW con 1 presa Tipo 2 e RFID | 1SLM200700A1110 |
| Colonnina 7,4 kW monofase tarabile a 3,7 kW con 2 prese Tipo 2 e RFID | 1SLM200700A1210 |
| Colonnina 22 kW trifase tarabile a 11 kW con 1 presa Tipo 2 e RFID | 1SLM202200A3110 |
| Colonnina 22 kW trifase tarabile a 11 kW con 2 prese Tipo 2 e RFID | 1SLM202200A3210 |
| Colonnina 3,7 kW monofase presa tipo 3A + 22 kW trifase presa Tipo 2 e RFID | 1SLM202200A2210 |

Dimensioni di ingombro

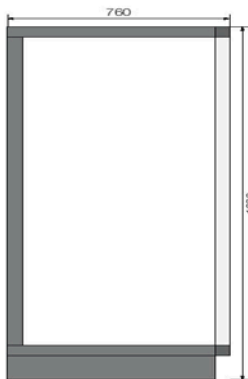
Stazione a parete Wall Box



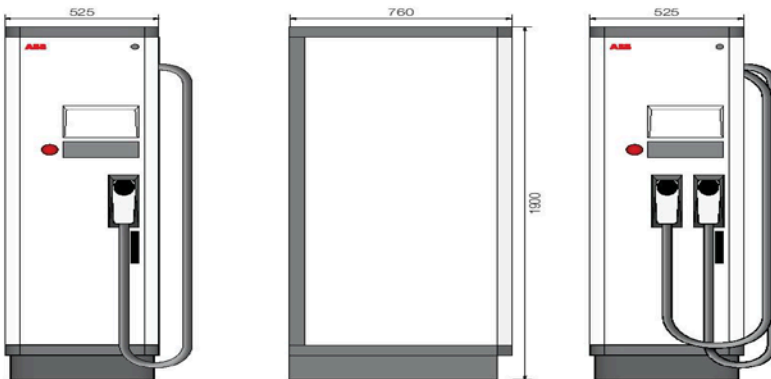
Stazione a colonna



Stazione Terra 23



Stazione Terra 53



5

| | Privata / Pubblica | Privata / Pubblica | Pubblica (*) |
|--|------------------------|------------------------|-----------------------------|
| Codice prodotto | 1SLM200700A1110 | 1SLM200700A1210 | 1SLM200700A2210 |
| Modalità di carica | Modo 3 | Modo 3 | Modo 3 |
| Nr prese | 1 | 2 | 2 |
| Tipologia prese | Tipo 2 bloccabile | 2 x Tipo 2 bloccabile | Tipo 3A + Tipo 2 bloccabile |
| Potenza d'uscita | 7,4 kW | 2 x 7,4 kW | 3,7 kW + 22 kW |
| Settaggio manuale potenza inferiore | 3,7 kW | 2 x 3,7 kW | - |
| Corrente/Tensione | 32A/230V | 2x 32A/230V | 16A/230V + 32A/400V |
| Regolazione di corrente | 16A - 32A (manuale) | 16A - 32A (manuale) | - |
| Grado IP | IP54 | IP54 | IP54 |
| Temperatura | -30 +50°C | -30 +50°C | -30 +50°C |
| Protezione agli urti | IK10 | IK10 | IK10 |
| Sezionatore generale con bobina di sgancio per apertura in caso di avaria del contattore | ■ | ■ | ■ |
| Differenziale | A (APR) | A (APR) | A (APR) / B |
| Display | LCD 20x2 | LCD 20x2 | LCD 20x2 |
| Led | RGB | RGB | RGB |
| Contatore di energia (monofase impulso / Trifase digitale e ModBus) | ■ | ■ | ■ |
| Lettore RFID | MIFare | MIFare | MIFare |
| Filtri antidisturbo | ■ | ■ | ■ |
| Peso (kg) | 10 | 10 | 10 |

| | Pubblica | Pubblica |
|--|------------------------|------------------------|
| Codice prodotto | 1SLM200700A3110 | 1SLM200700A3210 |
| Modalità di carica | Modo 3 | Modo 3 |
| Nr prese | 1 | 2 |
| Tipologia prese | Tipo 2 bloccabile | 2 x Tipo 2 bloccabile |
| Potenza d'uscita | 22 kW | 2 x 22 kW |
| Settaggio manuale potenza inferiore | 11 kW | 2 x 11 kW |
| Corrente/Tensione | 32A/400V | 32A/400V |
| Carico | Trifase | Trifase |
| Regolazione di corrente | 16A - 32A (manuale) | 16A - 32A (manuale) |
| Grado IP | IP54 | IP54 |
| Temperatura | -30 +50°C | -30 +50°C |
| Protezione agli urti | IK10 | IK10 |
| Sezionatore generale con bobina di sgancio per apertura in caso di avaria del contattore | ■ | ■ |
| Differenziale | Tipo B | Tipo B |
| Display | LCD 20x2 | LCD 20x2 |
| Led | RGB | RGB |
| Contatore di energia (monofase impulso / Trifase digitale e ModBus) | ■ | ■ |
| Lettore RFID | MIFare | MIFare |
| Filtri antidisturbo | ■ | ■ |
| Peso (kg) | 10 | 10 |

Ringraziamenti

- Colgo questa occasione per mandare a mio papà NOUTSA FRANCOIS (morto nel 2015) e mia mamma DONTSI GENEVIEVE un grazie infinito. siete stati quegli che hanno fatto quello che sono io oggi: mi avete sempre dato felicità, consigli ed incoraggiamento. Avete realizzato il mio sogno.
- Un grazie a tutte le famiglie DJOUOTSAe TEFO.
- Un caldo grazie a LINDA. M e la mia piccolina KENGNI NOUTSA ARIELLE (poupina).
- Un grazie a tutti gli amici.
- Un grazie al prof:GABRIELE GRANDI, Ing: STEFANO DONINI, Ing: MANEL HAMMAMI e RICCARDO per il loro aiuto e sostegno durante momenti difficili ed anche tutti i professori che mi hanno seguito durante tutto questo ciclo.