



Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie,
l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile



Ministero dello Sviluppo Economico

RICERCA DI SISTEMA ELETTRICO

Analisi dei sistemi integrati LED – Fotovoltaico per applicazioni stradali, approccio energetico e valutazione quantitativa

Franco Gugliermetti, Fabio Bisegna, Jonida Bundo



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

ANALISI DEI SISTEMI INTEGRATI LED – FOTOVOLTAICO PER APPLICAZIONI STRADALI,
APPROCCIO ENERGETICO E VALUTAZIONE QUANTITATIVA

Franco Gugliermetti, Fabio Bisegna, Jonida Bundo, (Università di Roma "La Sapienza",
Dipartimento DIAEE)

Settembre 2011

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico – ENEA

Area: Razionalizzazione e risparmio nell'uso dell'energia elettrica

Progetto: Studi e valutazioni sull'uso razionale dell'energia: Tecnologie per il risparmio elettrico
nell'illuminazione pubblica

Responsabile Progetto: Simonetta Fumagalli, ENEA

ATTIVITA' DI RICERCA:

*Analisi dei sistemi integrati LED – Fotovoltaico per
applicazioni stradali, approccio energetico e
valutazione quantitativa*

ACCORDO DI COLLABORAZIONE TRA

ENEA

Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente

E IL

DIPARTIMENTO DI FISICA TECNICA

DELLA "SAPIENZA" UNIVERSITA' DI ROMA

RELAZIONE FINALE

Roma, Luglio 2011

CONTENUTI

Cap. I

Introduzione **pag. 4**

Cap. II

Stato dell'arte dei LED: tecnologia e applicazioni **pag. 6**

Cap. III

Stato dell'arte di un impianto fotovoltaico: tecnologia e applicazioni
pag. 20

Cap. IV

Illuminazione stradale **pag. 68**

Cap. V

Applicazioni LED – Fotovoltaico **pag. 85**

Cap. VI

Analisi economico – energetica del sistema integrato

pag. 92

Riferimenti bibliografici

pag. 95

I Capitolo

Introduzione

Il risparmio energetico e la riduzione dei costi per l'illuminazione urbana sono esigenze sempre più sentite in relazione all'aumento del prezzo dell'energia elettrica. Inoltre, la Direttiva Europea "20-20-20" esige un aumento di efficienza energetica del 20%, il 20% di incremento di utilizzo fonti rinnovabili, il 20% riduzione di emissioni di CO2 entro il 2020. Pertanto, anche l'illuminazione pubblica, deve far fronte a questi nuovi requisiti, e quindi gli Enti Locali e i gestori del servizio di illuminazione pubblica sono chiamati ad adeguare le proprie strutture alle nuove esigenze.

Per fare ciò è indispensabile conoscere le tecnologie per l'illuminazione più innovative ed efficienti, tra i quali i LED giocano un ruolo fondamentale.

I vantaggi della tecnologia a LED sono molteplici, tra i quali:

- *Lunga durata ed elevata affidabilità*: i LED garantiscono un ciclo di vita di 60.000 / 100.000 ore di funzionamento
- *Sicurezza*: funzionamento a bassa tensione, 12 / 24 Volt DC.
- *Economicità*: dovuta all'elevatissima efficienza e alle elevate ore di funzionamento
- *Assenza pressoché totale di manutenzione*
- *Versatilità*: la loro ridotta dimensione permette la creazione di qualsivoglia forma e disegno. I LED consentono soluzioni architettoniche e decorative policrome estremamente variabili e complesse a misura della fantasia del progettista. Possono essere integrati su una vasta gamma di applicazioni per esterni, arredo urbano, interni, arredo domestico in sostituzione della illuminazione tradizionale.
- *Atossicità*: i LED sono costruiti con materiali atossici nel più completo rispetto per l'ambiente. I materiali di cui sono costituiti sono riciclabili.
- *Luce fredda*: i LED non hanno emissioni IR (nel campo dell'infrarosso) o UV (nel campo dell'ultravioletto) e quindi non riscaldano l'ambiente nel quale sono collocati e non danneggiano le superfici sulle quali emettono luce.
- *totale assenza di sfarfallii del fascio luminoso*

Dal punto di vista dell'illuminazione stradale, grazie alla loro caratteristica alimentazione a bassissima tensione, possono essere utilizzati non solo dalla rete elettrica ma mediante l'ausilio di batterie di accumulatori elettrochimici alimentati da fotovoltaico. Infatti sono molteplici i punti nelle nostre arterie stradali non elettrificate, con numerosi problemi soprattutto in prossimità di

svincoli o incroci in zone isolate. Mediante l'uso dei LED ora la tradizionale luce lampeggiante arancione alimentata da accumulatori, può essere sostituita da un vero e proprio impianto di illuminazione dell'intero incrocio o svincolo a parità di accumulo, aumentando notevolmente la sicurezza della circolazione stradale in quei punti critici.

La possibilità quindi di dotare i pali delle linee di illuminazione, ciascuno con il proprio pannello fotovoltaico, in modo da renderlo energeticamente indipendente e senza bisogno di interlacciamenti, sembra essere una interessante potenzialità dovuta all'introduzione della tecnologia LED sul mercato. Tecnologia che si abbina perfettamente dal punto di vista energetico con la ormai "tradizionale" soluzione fotovoltaica per la produzione di energia.

In questo lavoro verranno analizzati gli aspetti che entrano in gioco nel sistema LED – fotovoltaico descrivendo in particolare la tecnologia LED e fotovoltaica, le loro applicazioni nell'illuminazione urbana, attraverso l'analisi energetica e tecnico economica delle suddette tecnologie.

II Capitolo

Stato dell'arte dei LED: tecnologia e applicazioni

Dopo circa un secolo di rapido sviluppo, i LED (Light Emitting Diodes, "Diodi che emettono luce") iniziano ad essere considerati pronti dalla comunità scientifica per sostituire le lampade a incandescenza e fluorescenti. La definizione dei fattori rilevanti che influiscono sulla qualità di queste nuove sorgenti rappresenta un aspetto chiave per la progettazione e la produzione di tali dispositivi elettronici. Le prospettive sono di grande interesse, soprattutto se si considera che il primo LED ad emissione luminosa fu introdotto solo nel 1962, ed era caratterizzato da un'emissione luminosa molto debole. Da quel momento, la costante implementazione della tecnologia LED ha prodotto miglioramenti incredibili in termini di efficienza luminosa, spettro di emissione, intensità, durata di vita, costo, affidabilità e potenzialità applicative.

Struttura e funzionamento dei LED

Un LED è per definizione un diodo che emette luce. Un diodo è un dispositivo elettronico a due terminali che consente il passaggio di corrente elettrica in una sola direzione, con l'entità della corrente che dipende dalla differenza di potenziale ai capi del dispositivo.

Dal punto di vista fisico, un LED è un chip di materiale semiconduttore impregnato o drogato con impurità per formare una giunzione positivo-negativo (P-N): il polo positivo di tale giunzione è chiamato anodo, quello negativo catodo. La caratteristica principale di questi dispositivi è quella di lasciarsi attraversare dalla corrente in un solo verso, come un normale diodo, al quale si aggiunge la capacità di emettere luce.

Materiali semiconduttori

Le proprietà elettriche di un materiale dipendono dalla sua struttura atomica. Gli elettroni orbitano attorno al nucleo in livelli di energia o bande: essi riempiono le bande, che sono in ordine energetico crescente man mano che ci si allontana dal nucleo, in un ordine predefinito. Ogni banda contiene un numero predefinito di elettroni: la prima ne può contenere massimo due, la seconda massimo otto; l'ultima banda che contiene elettroni in un atomo è chiamata banda di valenza, mentre il primo livello vuoto al di sopra della banda di valenza è chiamato banda di conduzione.

Gli elettroni nei diversi orbitali possiedono differenti quantità di energia, con l'energia generalmente proporzionale alla distanza dell'orbita dal nucleo dell'atomo. Quando un elettrone salta da un livello energetico inferiore ad uno superiore assume quindi un livello di energia superiore. Questa energia assorbita dalla corrente elettrica viene poi riemessa sotto forma di

fotoni nel momento in cui l'elettrone ridiscende a un livello energetico inferiore. Poiché i fotoni sono emessi a frequenze specifiche, un dislivello energetico alto produrrà un fotone ad alta frequenza e quindi con lunghezza d'onda corta. Anche se il rilascio di quanti di energia si verifica in tutti i diodi, essi sono visibili, cioè sono fotoni, solo quando il diodo consiste di materiali che rilasciano fotoni a lunghezze d'onda visibili.

Si tratterà in maniera più approfondita dei materiali semiconduttori e delle loro caratteristiche nel III Capitolo "Stato dell'arte di un impianto fotovoltaico: tecnologia e applicazioni".

Alimentazione del LED

Da quanto appena descritto, risulta chiaro che l'alimentazione del singolo LED è in corrente continua (CC), la quale è caratterizzata da un flusso di elettroni di intensità e direzione costante nel tempo e può essere prodotta a partire da una corrente alternata (CA) con un processo di raddrizzamento effettuato con diodi o ponti raddrizzatori. Questi dispositivi eliminano la componente negativa della CA, creando una corrente non continua, ma unidirezionale pulsante, ovvero composta idealmente da una corrente alternata sovrapposta ad una continua. Un condensatore provvede poi a livellare il segnale, fornendo una corrente quanto più possibile vicina ad un valore continuo. Poiché i LED hanno un voltaggio bassissimo, è quasi sempre necessario calcolare una resistenza da prevedere all'interno del circuito. Per calcolarla, dalla nota legge di Ohm:

$$I = \frac{V_0 - V_d}{R_0}$$

dove I è la corrente (uguale o inferiore a quella della curva caratteristica), V_0 è il voltaggio alla sorgente, V_d è la caduta di tensione al diodo, R_0 è la resistenza del circuito.

Emissione luminosa

L'emissione di luce nei LED è dovuta al fenomeno dell'elettroluminescenza, in cui i fotoni sono prodotti nella giunzione P-N dalla ricombinazione degli elettroni e delle lacune: la luce di queste sorgenti è detta anche Solid State Lighting (SSL), illuminazione allo stato solido, proprio perché è un corpo solido che emette luce.

La giunzione P-N della maggior parte dei LED è realizzata con Arseniuro di Gallio con Fosforo di Gallio, entrambi materiali in grado di emettere radiazioni luminose quando vengono attraversati da corrente elettrica: il valore di tale corrente è generalmente compreso tra 10 e 30mA.

Colore della luce emessa

A differenza delle lampade a incandescenza e fluorescenti, i LED emettono luce quasi monocromatica, cioè ad una specifica lunghezza d'onda. A determinare la lunghezza d'onda della luce emessa concorrono il materiale utilizzato per la creazione della giunzione P-N e il livello di drogaggio di tale materiale. In Figura 2.1 viene riportata la distribuzione di potenza spettrale relativa per vari LED.

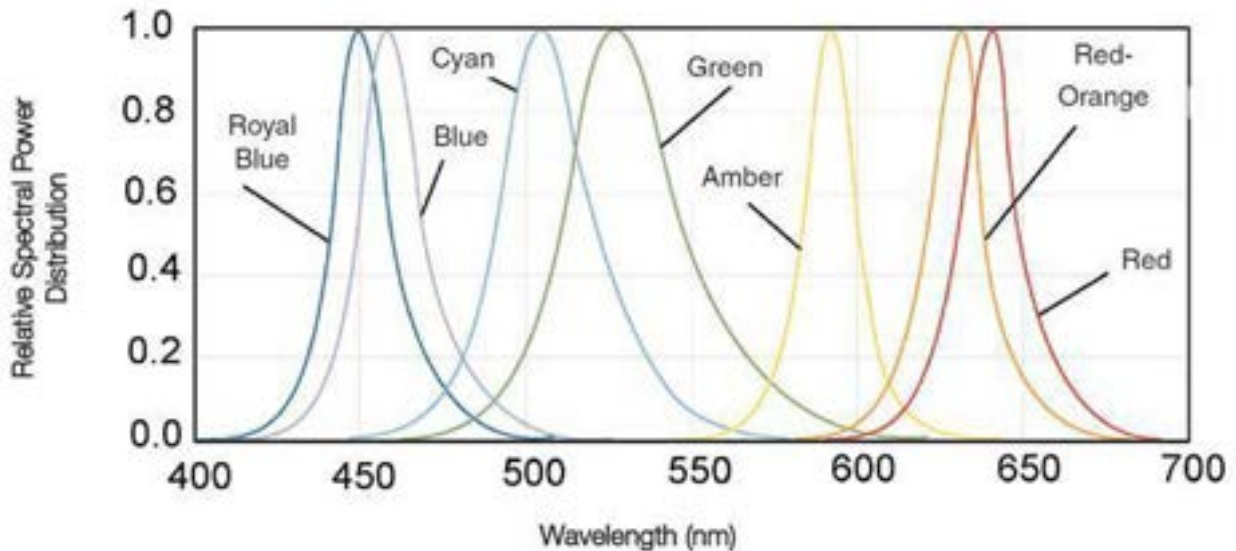


Figura 2.1 – Intensità relativa e lunghezza d'onda per una temperatura di giunzione di 25°C

Generazione della luce bianca

Esistono diversi modi in cui i LED vengono utilizzati per produrre luce bianca, ma le tecnologie impiegate sono fondamentalmente due, come mostrato in Fig. 2.2: si possono mescolare LED monocromatici oppure utilizzare dei fosfori che convertano lunghezze d'onda più corte (UV o blu) in blu, verde, giallo o rosso.

Esempi di spettri di LED a luce bianca sono presentati in Fig. 2.3.

I LED multichip sono LED che contengono 2, 3 o 4 LED monocromatici e possono produrre luce di colore variabile tramite software oppure luce bianca (Fig. 2.4). Solitamente i LED bicromatici sono costituiti da un LED rosso e da uno blu; quelli tricromatici da LED rosso, verde e blu (RGB) oppure ambra, bianco e blu (AWB); quelli quadricromatici da rosso, verde, blu e ambra (RGBA).

I LED con fosfori, invece, contengono una colla che viene colata sul chip UV o a luce blu e che contiene cristalli, in grado di convertire tutte le parti dell'emissione dello spettro in luce visibile: questo sistema fa diminuire l'efficienza luminosa, perché parte dell'energia elettrica assorbita è dissipata durante la conversione. Nel caso di LED UV, sul chip vengono colati fosfori RGB, mentre

17 nel caso di LED blu vengono utilizzati solo fosfori gialli, oppure vengono utilizzati più fosfori, allo scopo fornire uno spettro di emissione globale più ampio e con maggiore qualità cromatiche.

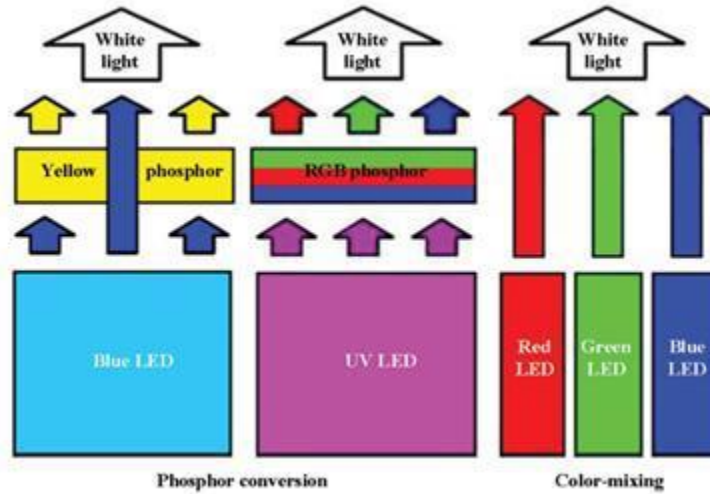


Figura 2.2 – Modalità di generazione di luce bianca con i LED

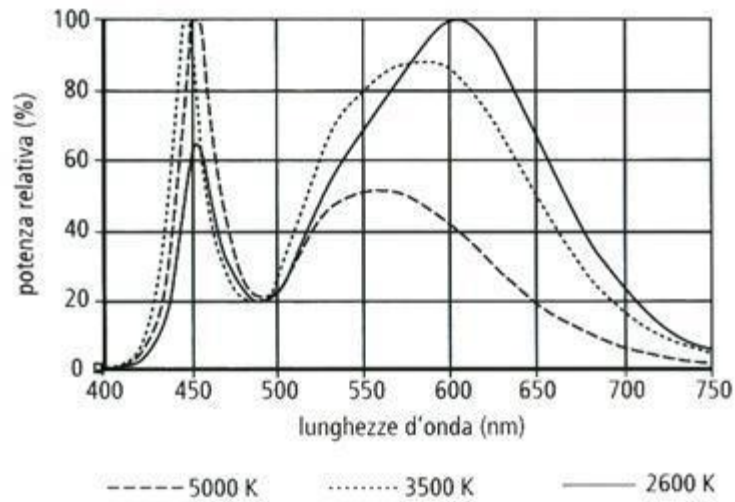


Figura 2.3 – Spettro di LED bianco a varie temperature correlate di colore (CCT)

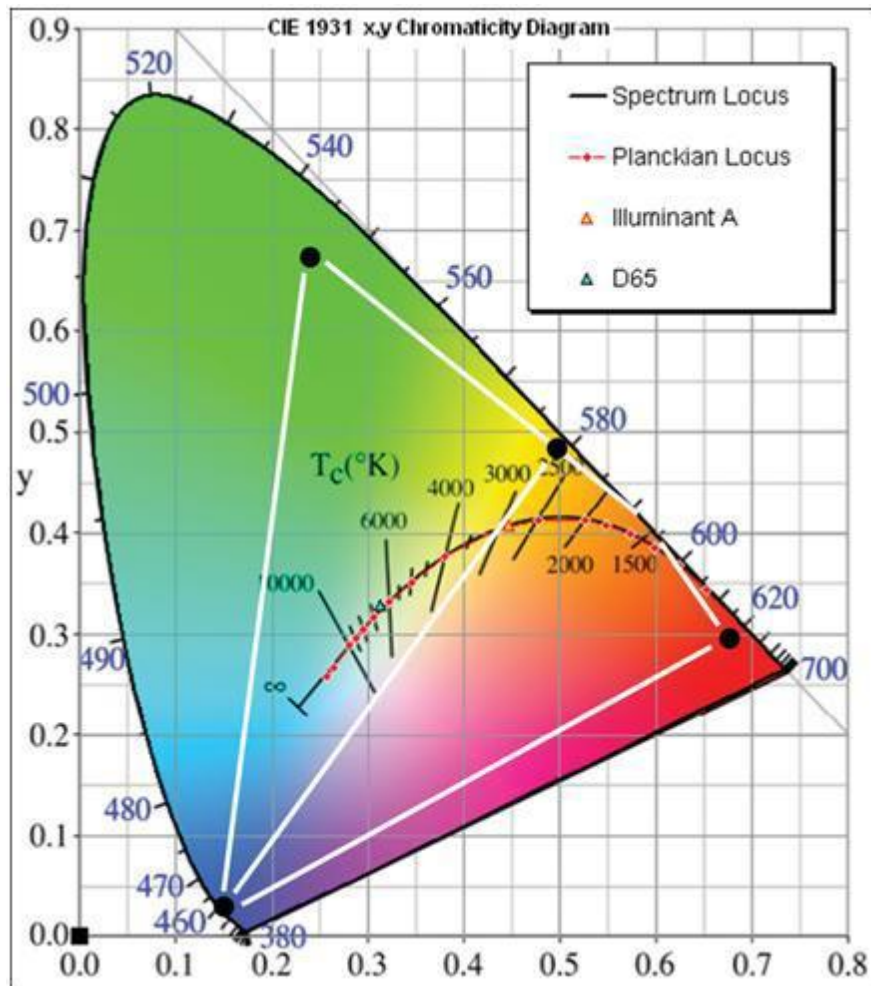


Figura 2.4 – Colori ottenibili con LED multichip: attraverso opportuna miscelazione delle luci è possibile riprodurre tutti i colori all'interno del poligono avente per vertici le coordinate di ogni LED

Tipologie di LED e loro caratteristiche

Sono molti i LED attualmente disponibili sul mercato, ma si possono facilmente classificare in tre categorie: THT, SMD e Power LED.

Di seguito si porta un accenno alla sola categoria dei Power LED che vengono impiegati nell'illuminazione generale di interni ed esterni.

LED HB (High Brightness) o Power LED o High Power LED

La tecnologia su cui si basano si è evoluta in maniera rapidissima ed ha portato alla possibilità di inserire bulbi contenenti LED direttamente in circuiti a corrente alternata, invece di utilizzare il converter per passare alla corrente continua, che causa perdite di efficienza. Le caratteristiche principali di questa categoria di LED sono quelle di avere una gamma di potenze di funzionamento nettamente superiore alle precedenti categorie e di essere, come dice il nome stesso, particolarmente brillanti.

LED di questo tipo si installano in circuiti montati su una base isolante. Questi circuiti sono forati per consentire il passaggio degli elettrodi, le cui saldature sono effettuate sulla faccia inferiore della base. Si contraddistinguono per la loro forma piatta: la parte inferiore può essere appoggiata su una base, mentre i collegamenti elettrici sono laterali. In questo modo è possibile utilizzare circuiti stampati su base isolante di ridotto spessore ed effettuare le microsaldature con macchinari automatizzati.

Complessivamente, si presentano come un minuscolo box con una faccia da cui viene emessa la luce, mentre la faccia opposta o laterale funge da base d'appoggio; le facce laterali sono munite di anodo e catodo.

Il semiconduttore utilizzato è sempre quello sintetico tipico della colorazione da realizzare: per ottenere forti correnti si gioca sul drogaggio, ossia sulla densità di atomi droganti introdotti nel reticolo cristallino, oltre che sulla dimensione della giunzione (il chip di un LED high-power è più grande di quello di uno tradizionale destinato a funzionare da spia luminosa).

Esistono due tipi di Power LED: il primo è basato sull'uso di AllInGaP, cioè Alluminio Indio Gallio Fosforo, che produce luce arancio-rosso, arancio, giallo e verde; il secondo è basato sull'uso di InGaN (Nitrato di Indio e Gallio), utilizzato per produrre luce blu, blu-verde, verde e, in combinazione con fosfori, bianca.

I LED sono normalmente considerati dispositivi a corrente continua che operano a partire da una sorgente a corrente continua a basso voltaggio. Per le applicazioni che richiedono poca corrente e un numero limitato di LED, come i cellulari, questa viene fornita da una batteria. Per altre applicazioni, invece, come ad esempio i sistemi di illuminazione lineare esterni degli edifici, non è possibile utilizzare la corrente continua, in quanto in corrente continua le perdite aumentano all'aumentare delle distanze. Per compensare tali perdite, è necessario l'uso di voltaggi più elevati e di regolatori, che causano però un grande spreco energetico (il solo l'utilizzo di un convertitore da corrente alternata a corrente continua causa una perdita di circa il 15%).

Ottiche

Normalmente i LED vengono prodotti già muniti di una capsula di protezione, che funge anche da lente: esistono diversi tipi di ottiche, a seconda dell'applicazione. E' poi possibile che si abbia la necessità di modificare la forma del solido fotometrico uscente dal diodo, applicando ulteriori ottiche all'apparecchio che contiene i LED. Le ottiche montate direttamente sul diodo vengono chiamate ottiche primarie, mentre le ottiche che vengono montate al di sopra di quelle primarie prendono il nome di ottiche secondarie.

Proprietà ottiche dei LED e metodi per misurarle

I LED, intesi come sorgenti per l'illuminazione di ambienti interni ed esterni, sono definiti e classificati in base alle caratteristiche fotometriche, ottiche, elettriche ed energetiche:

- **flusso luminoso (lm):** Il flusso luminoso (lumen) è la potenza emessa dalla sorgente, e viene generalmente definito come il prodotto tra la potenza emessa dalla sorgente luminosa e il coefficiente di visibilità per ciascuna lunghezza d'onda di emissione;
- **intensità luminosa (lm/sr o cd):** I LED sono comunemente caratterizzati dall'intensità luminosa, che generalmente varia con l'angolo di vista, e dipende dalle dimensioni dello strumento di misura e dalla sua distanza dalla sorgente, per cui risulta necessario stabilire una direzione e una distanza per misurare l'intensità. Il TC 2-46 della CIE suggerisce tre assi di riferimento per le misurazioni (Fig. 2.5): l'asse ottico cioè l'asse in direzione del centroide del tracciato della radiazione ottica, l'asse del picco di intensità, l'asse meccanico cioè l'asse in direzione dell'asse di simmetria del corpo emettente. Ognuno di questi tre assi può essere utilizzato come asse di riferimento per la misura dell'intensità, ma l'asse ottico e l'asse del picco di intensità possono essere determinati solo dopo aver misurato l'andamento della radiazione ottica.

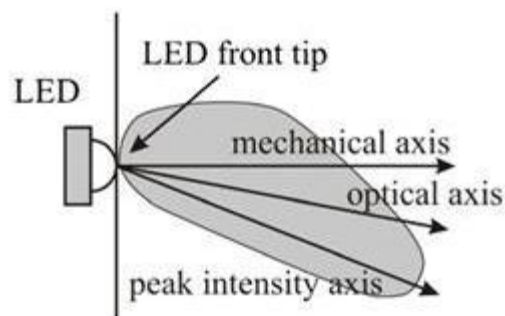


Figura 2.5 – I tre assi dei LED definiti dalla CIE

- **distribuzione dell'intensità luminosa:** Le tipiche specifiche dei LED includono informazioni sull'intensità luminosa in funzione di uno degli assi di riferimento sopracitati e dell'angolo $\theta_{1/2}$, definito come l'angolo per cui il valore del profilo di intensità polare è metà del valore nella direzione dell'asse di riferimento (tipicamente varia da 9 a 120°). Le specifiche fornite si applicano al campo lontano dei LED, dove la distribuzione di intensità normalizzata non cambia con la distanza dalla sorgente, (Figura 2.Fig. 2.6);

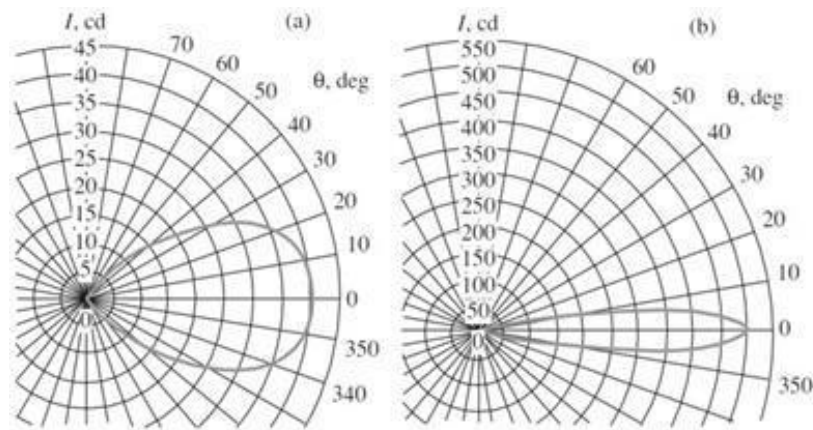


Figura 2.6 – Esempi di curve fotometriche di LED

- **colore della luce emessa:** Il colore dei LED è comunemente definito dalle due coordinate cromatiche (x,y) derivate dalle coordinate (X,Y,Z) dello spazio colore CIE. Il colore dei LED bianchi è inoltre spesso specificato sotto forma di temperatura correlata di colore (CCT), che è definita come la temperatura del corpo nero che emette luce dello stesso colore percepito. Più spesso, però, il colore dei LED è specificato attraverso la lunghezza d'onda di picco e la larghezza dello spettro (tutta la larghezza o metà della larghezza massima);
- **efficienza luminosa:** L'efficienza luminosa di una sorgente LED è il rapporto tra il flusso luminoso emesso e la potenza assorbita: essa è considerevolmente diversa dall'efficienza luminosa di un apparecchio LED, perché questo può essere costituito da una o più sorgenti luminose, drive elettronici e altri componenti per la protezione e la distribuzione della luce, i quali fanno calare l'efficienza globale;
- **indice di resa cromatica:** altro parametro importante per la performance di una sorgente luminosa che valuta la capacità della sorgente di rendere i veri colori di un oggetto. Secondo quanto proposto dal CIE TC 1-62, l'Indice di Resa Cromatica non è applicabile per prevedere la resa cromatica di un set di sorgenti luminose tra cui i LED, e per questo ha raccomandato lo sviluppo di un nuovo indice, attualmente in fase di studio e ricerca;
- **dipendenza dalla temperatura e la resistenza termica:** La resistenza termica dell'involucro influisce significativamente sulla temperatura di giunzione di un LED: essa è la somma della resistenza dell'involucro interno (dalla giunzione alla capsula) e di quella esterna (dalla capsula verso l'ambiente). Mentre la resistenza termica interna è determinata dalle caratteristiche di progetto dell'involucro e dai materiali, la resistenza esterna può essere ulteriormente ridotta attraverso l'uso di un dissipatore di calore, con temperatura minore di quella di giunzione;
- **tensione di alimentazione;**
- **caduta di potenziale agli estremi del diodo o del sistema;**
- **corrente di alimentazione.**

Tre fattori principali influenzano la qualità dei LED: l'iniziale variabilità delle caratteristiche ottiche ed elettriche, la dipendenza di tali caratteristiche dalla temperatura e dalla corrente elettrica, e la degradazione spettrale.

Punti di forza e di debolezza della tecnologia a LED

La ricerca sui LED è in forte sviluppo, in quanto queste sorgenti presentano molti vantaggi rispetto alle tradizionali sorgenti per illuminazione. Esse presumibilmente saranno le sorgenti luminose del futuro, nonostante abbiano dei limiti, attualmente ancora oggetto di ricerca, che ne impediscono al momento l'impiego su larga scala.

I punti di forza dei LED possono essere così sintetizzati:

- *risparmio energetico*: a parità di potenza assorbita, il LED produce un flusso luminoso di circa cinque volte superiore a quello delle lampade ad incandescenza e alogene.
- *scarso calore sviluppato*: l'efficienza elevata è legata al fatto che solo una piccola parte dell'energia assorbita è dissipata sotto forma di calore, a differenza delle lampade a incandescenza e delle fluorescenti; i Power LED hanno tuttavia bisogno di un cooler perché l'aumento della temperatura degrada le caratteristiche ottiche ed elettriche del sistema.
- *bassa potenza richiesta*: al contrario delle lampade tradizionali, i LED hanno bisogno di correnti talmente ridotte che è possibile tranquillamente autoalimentarli con energie rinnovabili (luce del sole o del vento). Questo concetto è già applicato alla segnaletica e ai lampioni per illuminazione urbana, perché molto conveniente dal punto di vista dei costi di gestione.
- *funzionamento in sicurezza*: rispetto alle lampade normali, che lavorano a tensione di rete, i comuni LED sono più sicuri, perché alimentati a bassa o a bassissima tensione. Questo discorso non è valido per i più recenti tipi di Power LED, che sono alimentati con la stessa tensione.
- *lunghissima durata di vita*: con le loro 50000 ore di vita per blu e bianco e 10000 ore per i monocromatici, i LED superano abbondantemente le 750 ore delle lampade a incandescenza e le 7500-10000 ore delle lampade fluorescenti, per cui risultano particolarmente adatti all'utilizzo in situazioni in cui è oneroso, difficoltoso o pericoloso sostituire la sorgente luminosa.
- *risparmio sui costi di manutenzione*: avendo elevata durata di vita, la manutenzione risulta diluita nel tempo.
- *resistenza agli urti e alle sollecitazioni*: i diodi sono meccanicamente robusti e anche se cadono a terra non si danneggiano, neppure a caldo, al contrario delle lampade ad incandescenza che, se urtate quando sono ancora calde, si fulminano con facilità; si prestano quindi anche ad applicazioni illuminotecniche in condizioni estreme, come nelle pavimentazioni e nelle piscine.

- *dimensioni e peso ridotti*: permettono di progettare apparecchi compatti e di ridotta profondità, e rappresentano quindi un'ottima soluzione per dispositivi portatili, come cellulari e torce: basti pensare che una lampada a LED completa di circuito di controllo, a parità di potenza, è poco più pesante di una lampadina a filamento.
- *insensibilità ad umidità e vibrazioni*: i diodi sono sensibili all'umidità e alla polvere, ma la capsula di rivestimento li protegge, rendendo possibile l'utilizzo anche in condizioni avverse.
- *accensione a freddo*: al contrario delle lampade fluorescenti, i LED hanno tempo di accensione pari a zero fino a temperature di -40°C , per cui il flusso emesso è immediatamente pari al flusso di regime.
- *emissione spettrale molto ristretta e colori saturi*: l'emissione spettrale monocromatica propria dei diodi consente l'eliminazione dei filtri colorati che solitamente si applicano alle altre lampade per produrre luce colorata, e che ne riducono l'efficienza. Inoltre, la miscelazione di più LED monocromatici consente una progettazione accuratissima dello spettro di emissione globale, adattandolo alle diverse esigenze specifiche, come ad esempio la coltivazione indoor.
- *flessibilità di applicazione*: i LED sono molto più piccoli delle lampade tradizionali e per questo consentono disposizioni spaziali finora impensabili, come ad esempio l'integrazione all'interno di elementi architettonici (pavimenti, pareti, soffitti, scaffalature, superfici vetrate) grazie ad incassi poco profondi. Grazie alle loro caratteristiche spettrali, invece, permettono la creazione di scenari luminosi globali, consentendo al lighting design di andare oltre il semplice posizionamento di una serie di vistosi apparecchi.
- *assenza di componente ultravioletta*: l'assenza totale di emissione UV fa sì che i LED non alterino i colori e non attirino insetti, per cui risultano la sorgente luminosa ideale per illuminare tutti quegli oggetti soggetti a degradazione, come opere d'arte e alimenti.
- *Sostenibilità ambientale*: uno dei motivi principali del forte sviluppo di questa tecnologia è che queste sorgenti consentono forti risparmi energetici e quindi una minore produzione di anidride carbonica, in accordo con il Protocollo di Kyoto. Un secondo motivo, importante anche dal punto di vista ambientale, è che essendo caratterizzate da consumi ridotti, queste sorgenti possono essere autoalimentate attraverso l'uso di energie rinnovabili (micro fotovoltaico e microeolico).

Un terzo aspetto, fondamentale ma spesso ignorato, e che fa di queste sorgenti le più adatte dal punto di vista della salvaguardia del pianeta, è che diversamente dalle tradizionali lampade a scarica, se disperse in ambiente provocano un danno minimo perché non contengono né i fosfori contenuti nei tubi fluorescenti, né gas pericolosi come i vapori di mercurio, elemento altamente tossico e in grado di provocare gravi forme di inquinamento del suolo e delle acque.

I minimi ingombri e i pesi di modesta entità, congiuntamente alla semplicità della struttura del prodotto, sono caratteristiche che tendono a ridurre l'impatto che l'oggetto lampada esercita sull'ambiente, sia costruito che naturale.

Se si considera che nelle lampade tradizionali sono sempre presenti metalli e leghe metalliche leggere finemente lavorati (filamenti in tungsteno, cavi, micro-saldature, placche, spine, lamierini), vetro in vari tipi e versioni (vetro sodico-calcico, al borosilicato, di silice), materiali isolanti (ceramiche, polimeri), elastomeri e collanti, si capisce come, in fase di smaltimento, i vari componenti debbano essere recuperati con una serie di onerose operazioni di selezione e separazione. Nel caso dei LED tutte le operazioni si semplificano: i materiali impiegati per il chip sono semiconduttori drogati, per gli elettrodi e il dissipatore termico materiali metallici per l'incapsulamento del chip il silicone i materiali plastici, per le ottiche secondarie i polimeri. Permane una certa complessità, ma il lavoro di disaggregazione è indubbiamente agevolato dalla semplicità dei collegamenti e dalle minime dimensioni.

Punti di debolezza della tecnologia LED

I punti di debolezza dei LED possono essere così sintetizzati:

- *prezzo elevato*: a parità di flusso luminoso, il costo dei LED è molto elevato rispetto a quello delle sorgenti tradizionali a incandescenza e a scarica; i nuovi tipi di diodi commercializzati, inoltre, caratterizzati da flussi luminosi sempre crescenti, hanno prezzi che crescono in maniera non proporzionale perché aumentano molto i costi della tecnologia impiegata.
- *incompatibilità con l'alimentazione di rete*: la maggior parte dei LED funziona in corrente continua e a tensione minore rispetto all'alimentazione di rete, a corrente alternata; questa differenza comporta la necessità di trasformatori e/o resistenze, che fanno diminuire l'efficienza complessiva del sistema.
- *flusso luminoso limitato*: nei modelli più economici solo 20 lm a paragone con una lampada ad incandescenza da 60 W che emette un flusso luminoso di circa 550 lm.
- *disomogeneità alla nascita nelle caratteristiche ottico-elettriche*: una medesima partita di LED presenta diodi con differenti intensità e colore della luce emessa (fino al 30% di variabilità), ragion per cui si rende necessaria una classificazione post-produzione, attraverso il binning.
- *generazione di calore nella giunzione P-N*: il riscaldamento della giunzione influisce sulle caratteristiche ottiche (flusso e colore) della luce emessa, per cui è necessario l'impiego di un COOLER per trasmettere il calore fuori dal diodo, evitandone oltretutto la morte prematura;
- *bassa resa cromatica*: i LED sono in grado di riprodurre i colori sovrasaturandoli: all'apparenza la resa cromatica è buona, ma con gli attuali metodi di valutazione essa viene fortemente penalizzata.
- *emissione in un angolo ristretto*: dipende dalle ottiche primarie e secondarie: sono allo studio ottiche in grado di uniformare il fascio (allargarlo) per applicazioni come retroilluminazione di tv e monitor.

- *spegnimento graduale*: a differenza delle lampade tradizionali, il LED diminuisce il suo flusso a poco a poco, per cui tende a non essere sostituito anche quando l'intensità luminosa diventa molto bassa. Questo problema può essere risolto inserendo uno switch temporizzato, che spenga definitivamente il LED alla fine di un numero di ore di funzionamento prefissato.

Possibili impieghi innovativi dei LED

I LED sono una sorgente a basso consumo energetico: sono quindi allo studio sistemi per utilizzarli anche in campi che non sono a loro congeniali, come l'illuminazione da grandi distanze o l'illuminazione diffusa, o ancora la retroilluminazione degli schermi di tv e monitor. Per applicare i LED in quei casi in cui sono richiesti illuminamenti uniformi, sono allo studio ottiche diffondenti in grado di ridistribuire il fascio luminoso: tali ottiche possono riguardare il singolo chip (ottiche primarie) oppure l'intero modulo (ottiche secondarie).

Campi di applicazione della tecnologia LED

Se inizialmente i LED erano studiati e prodotti solo per la componentistica elettronica in sostituzione delle spie a filamento e a neon, oggi le direzioni di sviluppo sono essenzialmente due: le segnalazioni nelle apparecchiature elettroniche civili e industriali e il mercato dell'illuminazione, inteso nel senso più ampio del termine.

A muovere i progettisti illuminotecnici verso la scelta dei LED sono arrivati fattori per lungo tempo ignorati: il contenimento della spesa energetica, l'affidabilità legata alla maggiore durata e al fatto che, essendo un apparecchio LED composto da più giunzioni, un guasto ad una giunzione non interrompe l'emissione di luce.

Nonostante i grandi pregi, l'applicazione dei LED all'illuminazione generale è ancora limitata, essenzialmente perché questa richiede flussi elevati, che i LED raggiungono solo se utilizzati in grande numero, quindi in apparecchi molto costosi.

Per quanto riguarda il settore dell'illuminazione, le applicazioni principali riguardano:

1. l'illuminazione generale funzionale e decorativa;
2. l'illuminazione per la coltivazione indoor;
3. la retroilluminazione per schermi LCD, TV e monitor;
4. altre applicazioni (illuminazione per sistemi di visione meccanizzata, sistemi di illuminazione portatile come torce, flash e illuminazione notturna a infrarossi).

Illuminazione urbana

Nel futuro dei LED, uno degli ambiti applicativi di maggiore interesse è quello dell'illuminazione urbana, in quanto la continua estensione delle aree metropolitane fa aumentare in maniera vertiginosa la domanda di illuminazione pubblica. I LED si prestano in modo ottimo sia come sorgente per il sistema infrastrutturale dei percorsi destinati ai veicoli a motore per uso pubblico e privato, ma anche per le zone pedonali e ciclabili, per le aree verdi, per il patrimonio architettonico e monumentale, per le zone di attrazione turistica, di svago e intrattenimento serale e notturno: in questo vasto e multiforme ambito applicativo, la spesa energetica è ingente e in continua crescita, e la mancanza di illuminazione è associata direttamente a problemi di sicurezza. I LED forniscono risposta ad entrambi i problemi, grazie al forte risparmio energetico che consentono e alla grande affidabilità tecnico-funzionale, che dovrebbe assicurare un grande risparmio anche sui costi di manutenzione. Un ulteriore punto a favore dei LED nell'illuminazione urbana è il fatto che il loro minimo consumo energetico può essere facilmente supplito tramite l'utilizzo di mini elementi che sfruttano energie rinnovabili (micro fotovoltaico e microeolico) consentendo un forte risparmio anche sulla rete elettrica (Figura 2.2.7).





Figura 2.7 – Elementi a LED per l'illuminazione stradale senza e con fotovoltaico integrato.

III Capitolo

Stato dell'arte di un impianto fotovoltaico: tecnologia e applicazioni

Cenni storici

L'effetto fotovoltaico, ovvero la capacità di certi materiali di convertire l'energia solare in corrente elettrica continua, è noto fin dal 1839, grazie agli studi realizzati dal 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 esperienze grazie agli studi su una cella elettrolitica (quindi contenente una soluzione liquida) 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).

L'idea di sfruttare l'effetto fotovoltaico quale fonte energetica non ebbe modo di svilupparsi finché non si poté operare con materiali che avessero un miglior rendimento. Si deve aspettare fino al 1954 per avere la prima cella solare commerciale in silicio (Person, Fuller e Chapin) realizzata all'interno dei laboratori Bell. I costi iniziali di questa nuova tecnologia erano ingenti e ne restrinsero il campo d'azione a casi particolari, come l'alimentazione di satelliti artificiali.

Negli anni seguenti la maggior parte degli studi fu dedicata a migliorare la resistenza delle celle alle condizioni ambientali che caratterizzano lo spazio interplanetario e solo verso la metà degli anni settanta s'iniziò a portare avanti anche le ricerche dedicate alle celle per utilizzazioni terrestri.

Dovendo passare dalle tecnologie spaziali sperimentali alla produzione di massa per pannelli terrestri si tentò subito di operare nel senso della riduzione dei costi di produzione. In questo senso si modificarono i processi di produzione, realizzando celle a sezione più ampia e sviluppando procedimenti per il taglio che causassero minori sprechi di materiale. In seguito altri tentativi volti a ridurre il costo hanno condotto allo studio di nuovi materiali, in particolare il silicio policristallino ed il silicio amorfo. Di recente applicazione sono i sistemi ottici per concentrare la radiazione solare su celle d'area ridotta, per limitare l'impiego di materiale attivo e la realizzazione di celle multigiunzione.

L'attuale frontiera del solare sembra essere un nuovo polimero, sperimentato all'università della California, in grado di generare energia elettrica con la stessa efficienza di un pannello solare ma a costi notevolmente più bassi ed aggiungendo la flessibilità della plastica tra i suoi vantaggi.

Ad oggi il fotovoltaico non è ancora competitivo per quanto riguarda la produzione di energia elettrica su grande scala, ma grazie alla riduzione dei costi (per merito della ricerca) ed al migliore rendimento degli odierni moduli fotovoltaici la conversione diretta dell'energia solare risulta estremamente attraente come fonte non tradizionale di energia elettrica.

Un aspetto vantaggioso dei moduli fotovoltaici è legato alla natura della sua fonte di energia: il Sole. Essendo questa distribuita risulta poco efficace la realizzazione di grandi produzioni centralizzate tipiche degli impianti a combustibile, mentre appare come naturale l'adozione di piccoli centri di produzione distribuiti sulla rete sino a raggiungere una copertura puntuale del territorio.

Con questo preciso intento sono nate delle iniziative di incentivazione del fotovoltaico, come ad esempio il programma "Tetti Fotovoltaici", che mira a sensibilizzare lo sfruttamento dei tetti trasformando le abitazioni in veri e propri centri di produzione.

Un altro aspetto vantaggioso è legato al loro utilizzo per elettrificare utenze isolate, distanti dalla rete elettrica, difficili da alimentare perché situate in zone poco accessibili o caratterizzate da bassi consumi di energia che non rendono conveniente l'allaccio alla rete pubblica.

La radiazione solare al suolo

L'energia irradiata dal Sole deriva dai processi di fusione dell'idrogeno contenuto al suo interno e si propaga poi in modo simmetrico nello spazio, fino a raggiungere la fascia esterna dell'atmosfera terrestre.

All'interno del Sole avvengono un gran numero di reazioni nucleari di fusione, la più importante delle quali è quella che trasforma l'idrogeno in elio con produzione di calore che viene poi trasmesso dagli strati più interni a quelli più esterni per conduzione, convezione e irraggiamento. L'energia che giunge alla superficie viene poi trasferita allo spazio esterno per irraggiamento.

Il 90% dell'energia è generata nella porzione più interna, che ha un diametro del 23% rispetto al diametro del Sole, il quale invece, misurato in corrispondenza della fotosfera, risulta pari a 1,39 milioni di km. Nella porzione più interna, la densità è dell'ordine delle centinaia di kg/dm^3 e la temperatura raggiunge decine milioni di gradi (Figura 3.1 3.1).

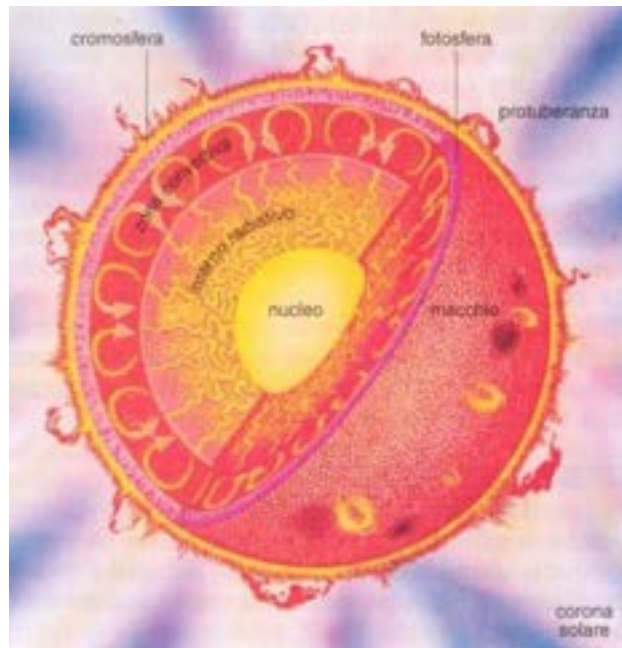


Figura 3. 1 La struttura del Sole

La fotosfera costituisce invece lo strato esterno della zona convettiva ed è la sorgente della maggior parte della radiazione solare. L'irraggiamento complessivo solare a livello della fotosfera è pari a circa 63.000 kW/m^2 , con una temperatura equivalente di circa 5779 K .

Questo valore di potenza specifica decresce geometricamente con la distanza e, in pratica, dopo avere percorso i $149,5$ milioni di km ($\pm 1,7\%$) che separano la Terra dal Sole, assume un valore molto più ridotto: all'esterno della atmosfera terrestre, infatti, alla radiazione solare è associata una potenza complessiva pari a 1367 W/m^2 , la quale è denominata costante solare.

Poiché la distanza tra il Sole e la Terra varia periodicamente nel corso dell'anno, la costante solare rappresenta in realtà il valore medio della potenza specifica, la quale oscilla entro un intervallo del $\pm 3\%$, assumendo il valore massimo nel periodo invernale e quello minimo durante la stagione estiva. Il grafico del suo andamento è riportato in Fig. 3.2.

A livello del suolo, si registra un'energia specifica minore della costante solare, a causa dei fenomeni di assorbimento e diffusione che hanno luogo nell'atmosfera, che modificano non solo il contenuto energetico della radiazione nel suo complesso, ma anche la sua composizione spettrale.

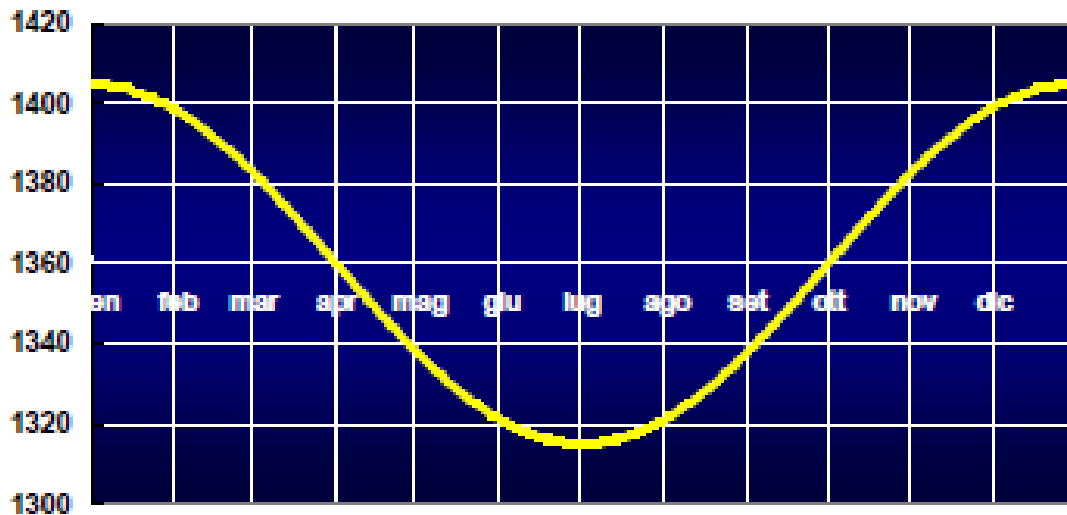


Figura 3.2 – Variazione del valore della Costante Solare (W/m^2)

Per tenere conto dei fenomeni di assorbimento è stata definita a livello internazionale la massa d'aria unitaria AM1 (air mass 1), intesa come lo spessore di atmosfera standard attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato a livello del mare. Tale distanza è il minimo percorso, e si presenta nel caso in cui il Sole sia nella posizione di zenit (Fig. 3.3).

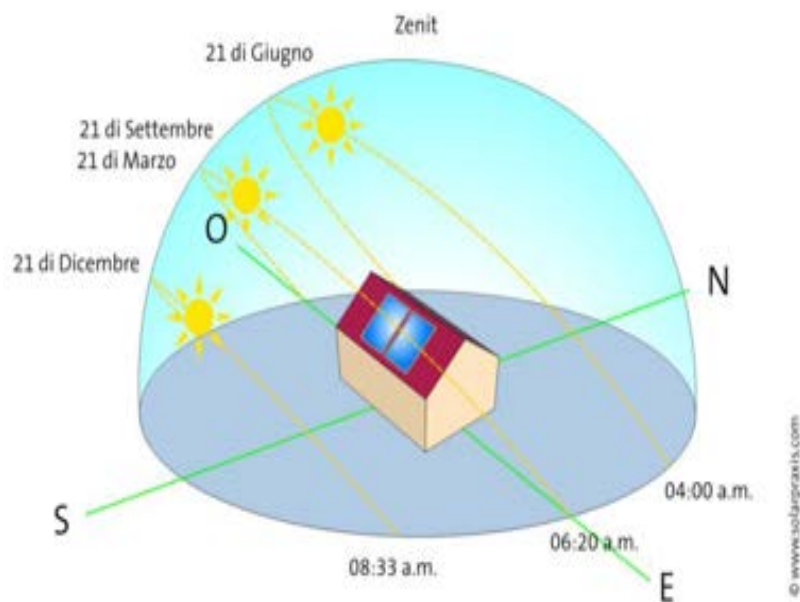


Figura 3.3 – Traiettorie del Sole durante l'anno

Alle latitudini europee è comunque spesso necessario far riferimento a spettri di radiazione ancora più attenuati rispetto all'AM 1: AM 1,5 (Figura 3.4 3.4), AM 2 o anche maggiori a seconda dei casi, per tener conto del percorso di attraversamento della radiazione nell'atmosfera dovuto alla più o meno pronunciata deviazione dei raggi solari rispetto allo zenit. Viceversa, se ci si trovasse in quota a latitudini tropicali lo spettro AM 1 potrebbe, in alcuni casi, risultare eccessivamente attenuato rispetto alla radiazione realmente incidente.

La curva AM0, corrispondente alla radiazione solare misurata al di fuori dell'atmosfera terrestre, risulta invece essere molto simile allo spettro di emissione di un corpo nero alla temperatura di 5760 K. Tuttavia, al fine di stabilire delle condizioni di prova standard in laboratorio per i componenti fotovoltaici, la norma CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) considera la curva AM 1,5 come radiazione solare standard di riferimento.

Nella pratica impiantistica di progettazione, il valore di massima radiazione al suolo viene assunto pari a 1000 W/m^2 , corrispondente al 75% circa della radiazione extra atmosferica.

La misura della radiazione solare globale orizzontale si effettua mediante uno strumento, detto piranometro, o più comunemente solarimetro. Lo strumento misura l'energia associata alle componenti verticali della radiazione incidente nell'unità di tempo ed è sensibile alle lunghezze d'onda visibili della radiazione solare ed al vicino infrarosso. L'intensità della radiazione globale o potenza specifica è espressa in W/m^2 ; tipicamente, i valori di potenza specifica su piano orizzontale possono arrivare in Italia, a livello del mare, durante una giornata estiva di sole, a $900 \div 1100 \text{ W/m}^2$.

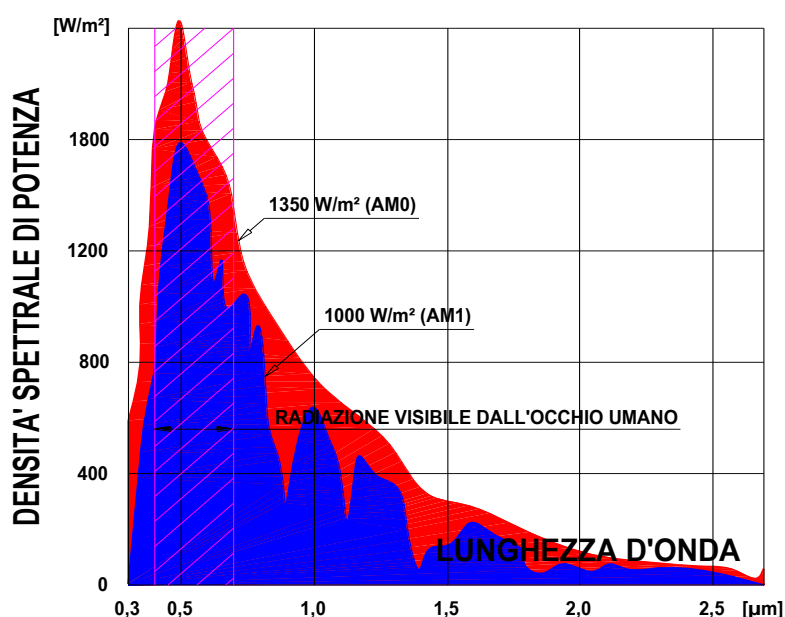


Figura 3.4 – Composizione spettrale della radiazione solare al di fuori dell'atmosfera terrestre (AM0) e con attenuazione AM 1,5.

Registrando a intervalli di tempo regolari l'irraggiamento istantaneo, si possono ottenere diverse grandezze utili e tutte le statistiche necessarie per caratterizzare un sito. Inclinando poi lo strumento ad un angolo fisso rispetto al piano orizzontale è possibile misurare la radiazione solare globale su un piano inclinato che risulta uno dei dati fondamentali nella progettazione solare.

Effetto fotovoltaico

La conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni avviene nella cella fotovoltaica, un dispositivo costituito da una sottile fetta di materiale semiconduttore opportunamente trattata. Il materiale semiconduttore più frequentemente usato per la realizzazione dei dispositivi è il silicio monocristallino, policristallino o amorfo.

Struttura del Silicio (Si)

L'atomo di silicio possiede 14 elettroni, quattro dei quali occupano l'orbita più esterna e sono detti elettroni di valenza. Questi possono partecipare alle interazioni con altri atomi, sia di silicio sia di altri elementi.

In un cristallo di silicio puro ogni atomo è legato in modo covalente ad altri quattro atomi che con i loro elettroni di valenza completano la sua orbita esterna: quindi, due atomi affiancati di un cristallo di silicio puro hanno in comune una coppia di elettroni, uno dei quali appartenente all'atomo considerato e l'altro appartenente all'atomo vicino, (Figura 3.5 3.5).

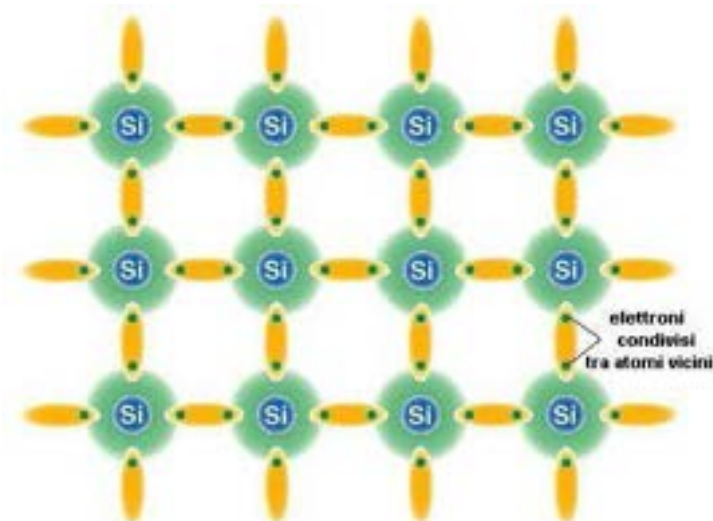


Figura 3.5 – Reticolo cristallino del Silicio

Esiste quindi un forte legame elettrostatico fra un elettrone ed i due atomi che esso contribuisce a tenere uniti. Questo legame può essere spezzato con una quantità d'energia che permette ad un

elettrone di passare ad un livello energetico superiore (Figura 3.6 3.6), in pratica dalla banda di valenza alla banda di conduzione, superando la banda proibita, E_g (Energy gap).

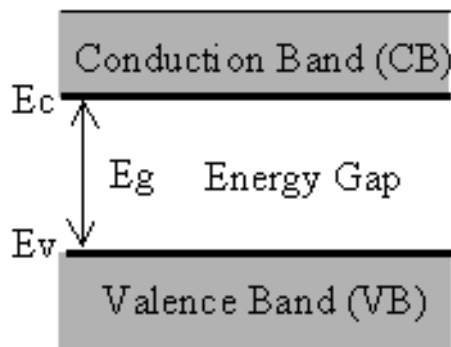


Figura 3.6 – Rappresentazione delle bande di valenza e conduzione

L'energia necessaria per effettuare questo salto può essere fornita agli elettroni mediante eccitazione termica ovvero mediante assorbimento di fotoni di opportuna energia; solo allo zero assoluto, tutti gli stati della banda di valenza sono occupati e tutti quelli della banda di conduzione vuoti. Per l'atomo di Silicio, quest'energia è pari ad $E_g = 1,12$ eV, valore intermedio tra quello dei conduttori e quello degli isolanti.

Fornito tale valore d'energia, l'atomo passa a livello di conduzione, ed è libero di muoversi, contribuendo così al flusso d'elettricità; ma passando alla conduzione si lascia dietro una vacanza, ovvero una lacuna dove manca un elettrone. Un elettrone vicino può andare facilmente a riempire la lacuna, scambiandosi così di posto con essa.

Nei semiconduttori però, il moto delle cariche non è dovuto solo al campo elettrico applicato, così come avviene nei metalli, ma anche ad una corrente cosiddetta di diffusione. La corrente di diffusione è determinata dal moto delle cariche elettriche generato da un gradiente di concentrazione degli elettroni e delle lacune.

Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del silicio, si ha la liberazione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde la formazione di un egual numero di lacune. Nel processo di ricombinazione, ogni elettrone che capita in prossimità di una lacuna la può occupare, restituendo una parte dell'energia che possedeva sotto forma di calore.

Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni (e di lacune), ovvero una corrente, mediante un campo elettrico interno alla cella. Il campo si realizza con particolari trattamenti fisico-chimici, creando un eccesso di atomi caricati positivamente in una parte del semiconduttore, ed un eccesso di atomi caricati negativamente nell'altro.

In pratica è necessario introdurre nel silicio una piccola quantità di atomi appartenenti o al V gruppo del sistema periodico, detti donatori, o al III, detti accettori. Nel primo caso si introduce

nell'orbita più esterna del Silicio un elettrone in più di quelli necessari per chiudere l'orbita stessa. Questo elettrone è debolmente legato (frazione di elettronvolt) e quindi ha bisogno di una modesta energia per saltare in banda di conduzione. Materiali con questo tipo di conducibilità (dovuta prevalentemente a cariche negative) sono detti di tipo N. Nel secondo caso si aumenta invece la concentrazione di lacune. Materiali con questo tipo di conducibilità (dovuta prevalentemente a cariche positive) sono detti di tipo P.

Questo trattamento è detto drogaggio e la quantità delle impurità introdotte è nell'ordine di una parte per milione (ppm). Generalmente si utilizzano il Boro (B, terzo gruppo) ed il Fosforo (P, quinto gruppo) per ottenere rispettivamente una struttura di tipo P (con un eccesso di lacune) ed una di tipo N (con un eccesso d'elettroni), come mostrati in Figura 3.7. In entrambi i casi, il materiale risulta elettricamente neutro.

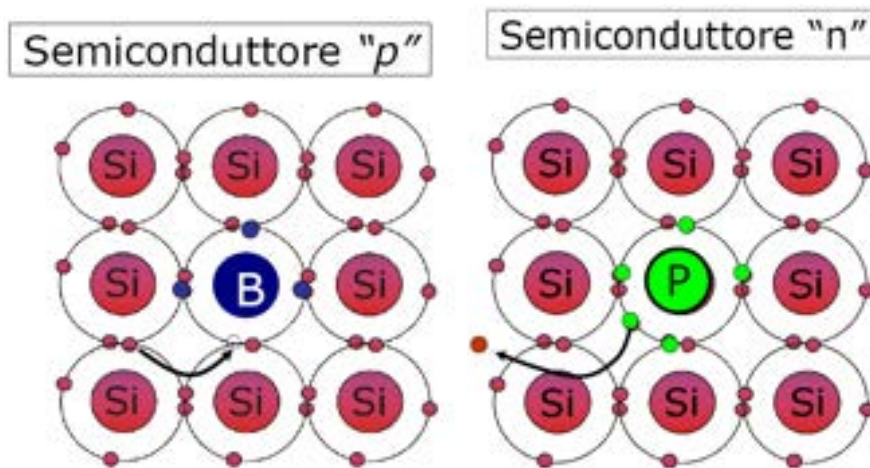


Figura 3.7 – Semiconduttori di tipo P ed N

La giunzione P-N

Una cella fotovoltaica è costituita dall'accoppiamento di un semiconduttore di tipo P e uno di tipo N (giunzione P-N, Fig. 3.8). Attraverso la superficie di contatto dei due semiconduttori, alcuni elettroni passano dal materiale di tipo N a quello di tipo P, mentre alcune lacune si spostano in senso contrario. Il materiale di tipo N acquista così una debole carica positiva, mentre quello di tipo P diventa leggermente negativo. Intorno alla zona di confine si genera pertanto un campo elettrico, diretto dal materiale di tipo N a quello di tipo P, cui è associato una differenza di potenziale V_e . Questo strato impedisce ogni ulteriore diffusione nei due versi dei portatori di carica.

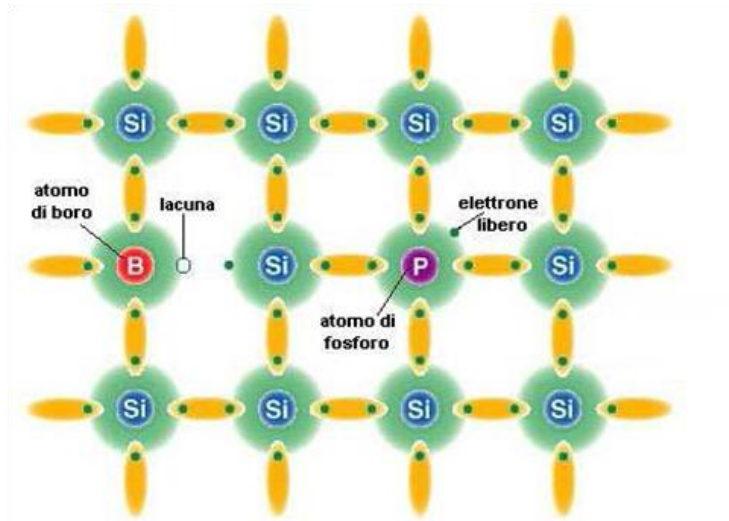


Figura 3.8 – La giunzione P-N

Connettendo il cristallo N al polo positivo di un generatore e il cristallo P a quello negativo, si rafforza il campo elettrico che si è instaurato in precedenza e che impedisce il passaggio di corrente elettrica. Invertendo le connessioni del generatore, la corrente fluisce nel circuito. La giunzione P-N è quindi un dispositivo a senso unico, in quanto consente il passaggio della corrente in un solo senso, dal materiale di tipo P a quello di tipo N (diodo a semiconduttore).

Quando una cella fotovoltaica assorbe una radiazione luminosa i cui fotoni possiedono un valore di energia $E = h\nu$ (dove h è la costante di Planck e ν è la frequenza del fotone), se l'energia dei fotoni $h\nu$ è inferiore a E_g essi non potranno essere catturati da elettroni poiché questi verrebbero portati ad un livello energetico della banda proibita ove nessun elettrone può portarsi. Se invece $h\nu > E_g$, l'elettrone che cattura il fotone viene portato nella banda di conduzione, lasciando ionizzato (lacuna) il suo atomo originario di appartenenza. Una volta nella banda di valenza l'elettrone dissipa termicamente la quantità di energia in eccesso: $h\nu - E_g$, ed è libero di muoversi in tale banda. In questo caso si dice che si è verificato un processo di generazione di coppia elettrone-lacuna.

Se l'assorbimento avviene nella zona di giunzione, l'elettrone è sospinto a causa del campo elettrico ivi presente (si ricordi che il campo elettrico ha direzione da N a P e quindi favorisce il passaggio di lacune da N a P e quello di elettroni da P a N) verso il materiale di tipo N e la lacuna verso il materiale di tipo P.

Si genera così un accumulo di elettroni nella zona N e di lacune nella zona P che dà luogo ad una differenza di potenziale (d.d.p.). Se i due cristalli sono connessi da un filo conduttore, l'equilibrio si ristabilisce mediante un flusso di elettroni dal cristallo N a quello P, (Fig. 3.9).

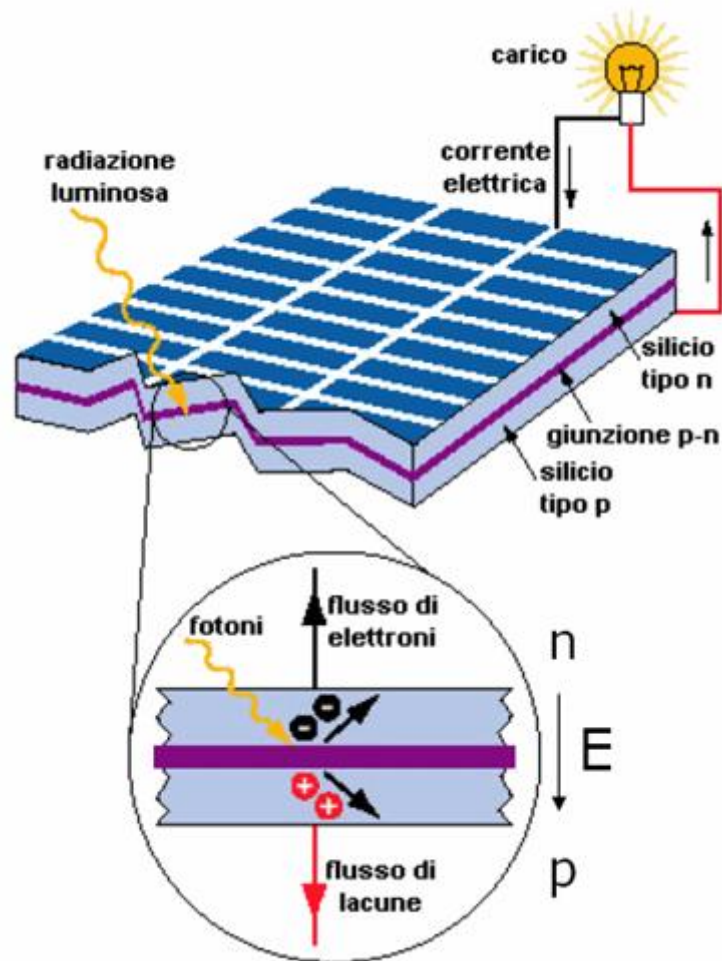


Figura 3.9 – Schema di funzionamento di una cella fotovoltaica

Se l'assorbimento avviene in prossimità della giunzione, la lacuna raggiunge per diffusione la zona di carica spaziale ed è immediatamente portata, dal campo di giunzione, nel materiale P. Se infine, l'assorbimento avviene lontano dalla zona di giunzione, le cariche si ricombineranno dopo un certo tempo.

L'assorbimento della radiazione luminosa provoca così una corrente elettrica continua nel filo.

È importante che lo spessore dello strato N sia tale da garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione. Per il silicio questo spessore deve essere di $0,5 \mu\text{m}$, mentre lo spessore totale della cella non deve superare i $250 \mu\text{m}$.

Di tutta l'energia che investe la cella solare sotto forma di radiazione luminosa, solo una parte viene convertita in energia elettrica disponibile ai suoi morsetti.

L'efficienza di conversione per celle commerciali al silicio è compresa tra il 17 % e il 20%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5%, ma si tratta di prototipi.

I motivi di tale bassa efficienza sono molteplici e possono essere raggruppati in quattro categorie:

- riflessione: non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte sono riflessi dalla superficie della cella e in parte incidono sulla griglia metallica dei contatti;
- fotoni troppo o troppo poco energetici: per rompere il legame tra elettrone e nucleo è necessaria una ben determinata quantità di energia, e non tutti i fotoni incidenti possiedono energia sufficiente. D'altra parte, alcuni fotoni troppo energetici generano coppie elettrone – lacuna, dissipando in calore l'energia eccedente quella necessaria a staccare l'elettrone dal nucleo;
- ricombinazione: non tutte le coppie elettrone – lacuna generate sono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, dato che nel percorso dal punto di generazione verso la giunzione possono incontrare cariche di segno opposto e quindi ricombinarsi;
- resistenze parassite: le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno. L'operazione di raccolta è compiuta dai contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella. Anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra silicio e alluminio dei contatti, resta una certa resistenza all'interfaccia, che provoca una dissipazione che riduce la potenza trasferita al carico. Nel caso di celle al silicio policristallino, l'efficienza è ulteriormente diminuita a causa della resistenza che gli elettroni incontrano ai confini tra un grano e l'altro, e ancor più nel caso di celle al silicio amorfo, per la resistenza dovuta all'orientamento casuale dei singoli atomi.

Nel processo di conversione fotovoltaica non ci sono parti in movimento che si possono rompere, andare in malfunzionamento, generare rumori né tanto meno materiali che vengono consumati. Si tratta di dispositivi particolarmente affidabili che necessitano di minima manutenzione che può essere effettuata da personale non specializzato.

E' probabilmente il migliore tra i metodi di produzione alternativa di energia conosciuti: silenzioso, senza vibrazioni, non produce emissioni e non utilizza carburante. Eccezione fatta per il Sole.

Cella fotovoltaica

Curva caratteristica e circuito equivalente

Il circuito equivalente di una fotovoltaica cella è riportato in Fig. 3.10.

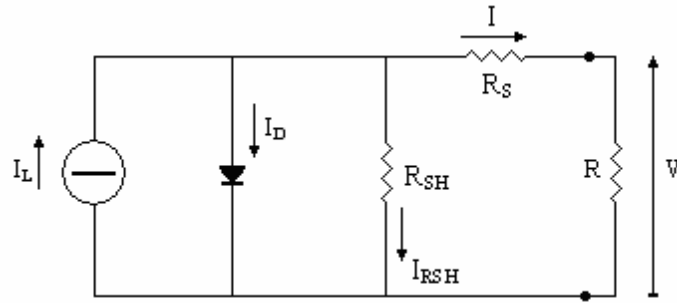


Figura 3.10 – Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

- ✓ La corrente I_L è quella generata dalla luce, la sua intensità è proporzionale al numero dei fotoni con frequenza $\nu > E_g/h$.
- ✓ La corrente I_D è quella che attraversa la giunzione della cella.
- ✓ La corrente I è quella che fluisce nel carico ed è quella che ai fini pratici ci interessa conoscere.
- ✓ La R_S è la resistenza parassita della cella e comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi. La resistenza R_{SH} , detta resistenza di shunt, rappresenta tutte quelle perdite dovute alle correnti di dispersione che si verificano all'interno della cella.

La cella fotovoltaica, al buio, è sostanzialmente un diodo di gran superficie. Esponendola alla radiazione solare la cella si comporta come un generatore di corrente il cui funzionamento può essere descritto per mezzo della curva *caratteristica tensione-corrente*, come mostrato in Fig. 3.11.

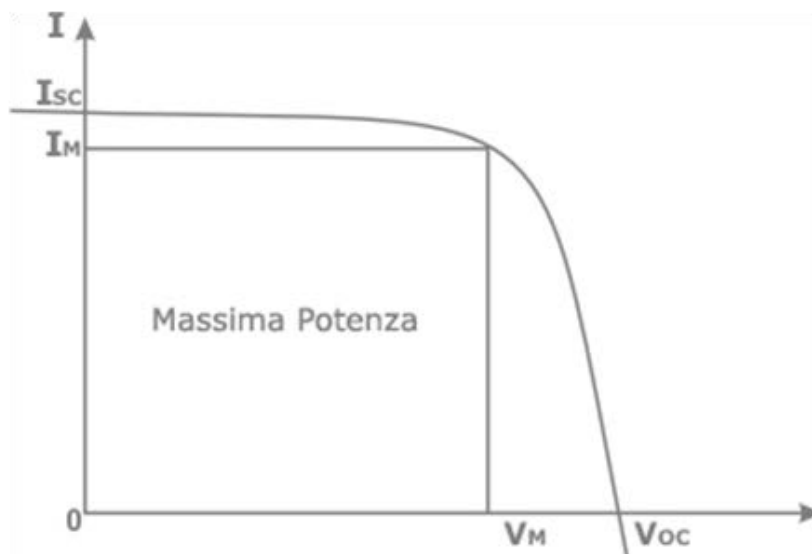


Figura 3.11 – Curva caratteristica tensione-corrente di una cella fotovoltaica di silicio cristallino

Dalla figura, si osserva che:

- La condizione di lavoro ottimale della cella è rappresentata dal punto della caratteristica di generazione tensione – corrente in corrispondenza del quale il prodotto $I \cdot V$, che esprime la potenza elettrica ottenibile a parità di altre condizioni, risulta massimo ($I_M \cdot V_M$). Il rapporto tra $I_M \cdot V_M$ e $I_{SC} \cdot V_{OC}$ (prodotto della corrente di cortocircuito e della tensione a vuoto), viene detto *fill factor* o *fattore di riempimento della cella*. Quest'ultimo, per le celle al silicio cristallino assume valori generalmente intorno a $0,75 \div 0,80$. Il fill factor è anche un parametro di giudizio sul rendimento della cella; elevati valori di questo parametro sono indicatori di migliori prestazioni.
- La corrente di corto circuito I_{SC} è di poco superiore alla corrente di massima potenza $I_{P_{max}}$ per cui non è necessario utilizzare un dispositivo elettromeccanico della corrente.

Le variabili fondamentali che influiscono sulla caratteristica di una cella fotovoltaica, sono tre: l'irraggiamento, la temperatura e l'area della cella.

Dalla Fig. 3.12 si vede come l'intensità della corrente di corto circuito varia in modo proporzionale al variare dell'irraggiamento; al contrario, quest'ultimo non ha un effetto rilevante sul valore della tensione a vuoto. Per questo la tensione a vuoto V_{OC} è presente con valori prossimi a quello massimo anche a bassissimi valori di irraggiamento. Come si nota dalla stessa figura la tensione a vuoto tra i casi di massimo e minimo valore di irraggiamento varia tra $0,50 \div 0,60 V$. L'unico modo per evitare la presenza di tensione ai morsetti di un generatore fotovoltaico consiste nell'oscurarne totalmente la superficie captante.

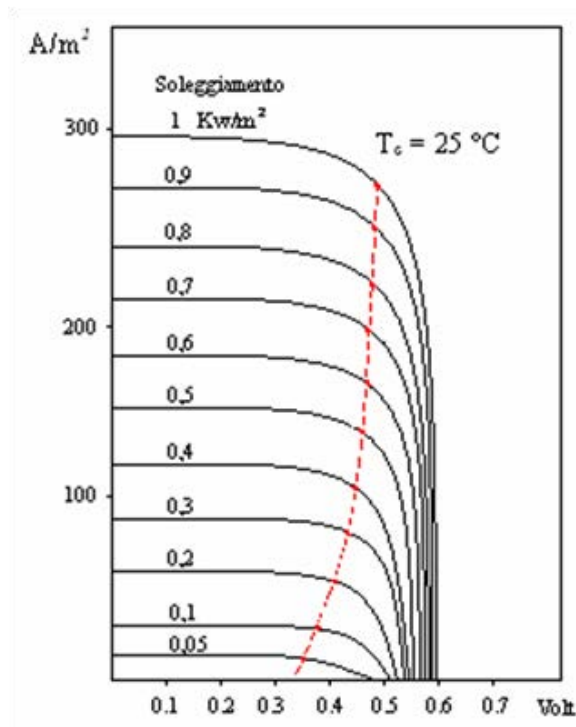


Figura 3.12 – Variazione della curva caratteristica in funzione dell'irraggiamento delle celle

All'aumentare della temperatura della cella, la curva tensione – corrente della cella fotovoltaica si modifica (Fig. 3.13) facendo registrare una diminuzione della tensione a vuoto V_{OC} di circa 2,3 mV/°C e congiuntamente, un aumento della corrente di cortocircuito I_{CC} pari a circa 0,2% /°C. Queste variazioni possono essere prese come riferimento nell'intervallo di temperatura 0÷60°C.

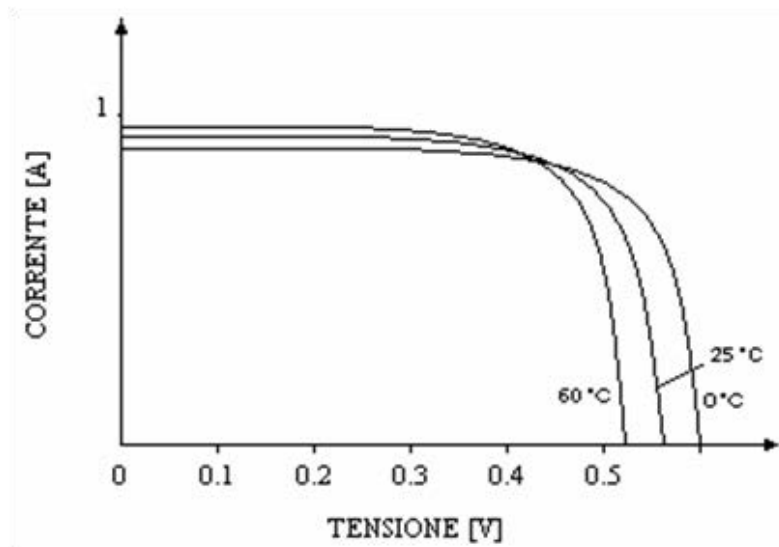


Figura 3.13 – Variazione della curva caratteristica in funzione della temperatura della cella

I due fenomeni, benché di segno opposto, si traducono in pratica in una diminuzione della potenza resa al punto di massima potenza valutabile intorno al 6÷7% per ogni aumento di 10°C della temperatura delle celle (Fig. 3.14).

L'area della cella non ha effetto sul valore della tensione a vuoto, ma ovviamente all'aumentare della superficie maggior aumenta la corrente generata.

Poiché la potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e dell'irraggiamento, per poter fare dei confronti sono state definite delle condizioni standard di collaudo (STC) sotto le quali la cella eroga in Watt di picco (W_p). Tali condizioni includono una temperatura della cella di 25°C, l'intensità di irraggiamento di 1 kW/m² e la distribuzione dello spettro solare pari a quello ottenibile con la condizione di air mass pari a 1,5 (AM 1,5).

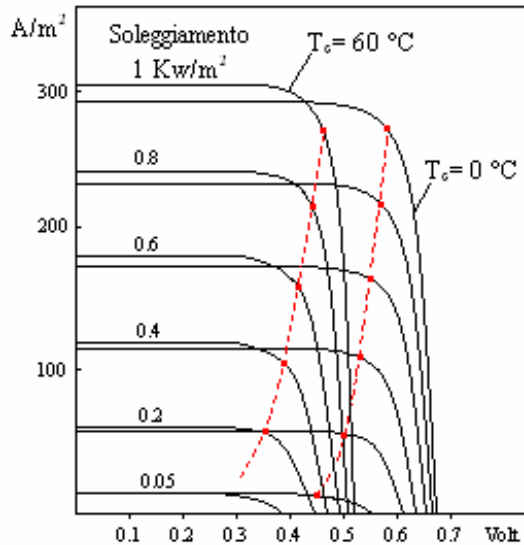


Figura 3.14 – Variazione della curva caratteristica in funzione dell’irraggiamento e della temperatura della cella

Efficienza della cella fotovoltaica

L’efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici al silicio monocristallino è dell’ordine del 13-14%, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 23% per i moduli e 25% per le singole celle. I valori di efficienza dei moduli al silicio policristallino si attestano tipicamente intorno al 12%. Anche in questo caso, esemplari realizzati in laboratorio raggiungono valori di efficienza pari al 20%. Per quanto riguarda i moduli al silicio amorfo i valori dell’efficienza sono pari al 7 - 8% su superfici che vanno da 0,5 a 1 m^2 . A livello di laboratorio e su superfici più piccole, vengono realizzate celle con efficienza pari al 14%.

Tecnologie disponibili

Nella produzione di dispositivi fotovoltaici le ricerche sono tutte orientate allo studio di modelli che rispettano principalmente due esigenze: elevati valori di efficienza e costi di produzione contenuti.

Il materiale più utilizzato per la produzione di celle, e di conseguenza di moduli fotovoltaici è il silicio. Il motivo di tale scelta è dovuto al fatto che, dopo l’ossigeno, tale semiconduttore è l’elemento più diffuso sulla crosta terrestre: 28%. Oltre a questo, il Silicio è largamente utilizzato nell’industria elettronica, che con la rapidissima espansione degli ultimi dieci anni ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione, lavorazione e drogaggio.

Gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall’industria fotovoltaica, che tollera maggiori concentrazioni d’impurità ($10^{-5} \div 10^{-6}$), a differenza dei valori richiesti dall’industria elettronica ($10^{-8} \div 10^{-9}$).

Le tecnologie oggi disponibili sono essenzialmente di due tipi: da una parte, i moduli fotovoltaici più classici, composti di wafers di silicio cristallino, che rappresentano l’85% del mercato mondiale

attuale, ripartito tra silicio monocristallino (39%) e silicio policristallino (43%), più un piccolo spazio occupato dal silicio in nastro (3%); Il restante 15% del mercato è occupato dai film sottili (Fig. 3.15).

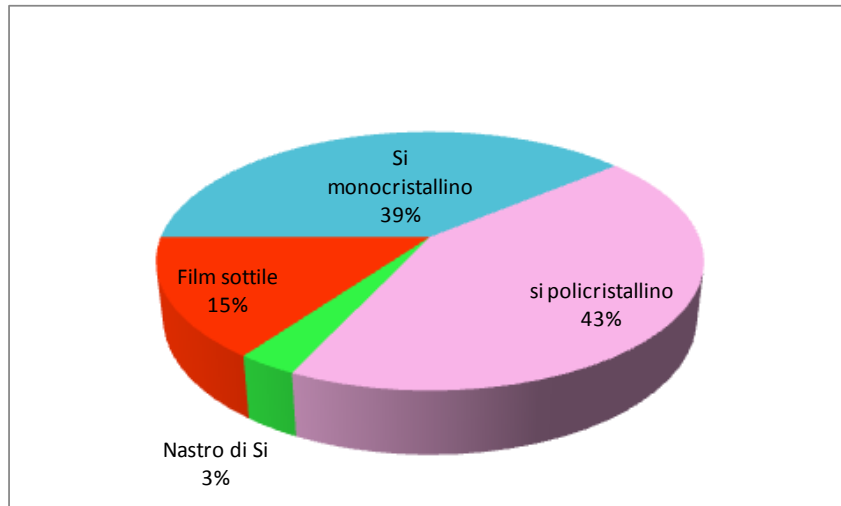


Figura 3.15 – Distribuzione del mercato dei moduli fotovoltaici

Quasi tutto il mercato dei film sottili è occupato dal silicio amorfo (13%), il resto da tecnologia ancora in fase di sperimentazione, in cui sono impiegati semiconduttori diversi dal silicio, come l'arsenuro di gallio, il telloruro di cadmio o il diseleniuro di indio e di rame.

Celle fotovoltaiche al silicio monocristallino

La maggior efficienza delle celle fotovoltaiche si ha con l'utilizzo del silicio monocristallino. La sua struttura cristallina ordinata si propaga per l'intero volume del solido senza soluzione di continuità, (Figura 3.16 – Cella elementare del silicio 3.16).

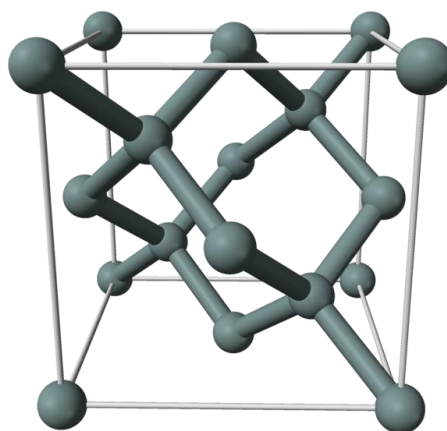


Figura 3.16 – Cella elementare del silicio

Per la produzione del silicio monocristallino, il processo più usato è la crescita cristallografica ottenuta attraverso il metodo Czochralsky, che consiste nell'immergere un seme di silicio cristallino, in lenta rotazione, in un crogiuolo contenente silicio fuso. Controllando la velocità d'estrazione del seme si regola il diametro del lingotto, concentrando le impurità nella sua parte inferiore, (Fig. 3.17).

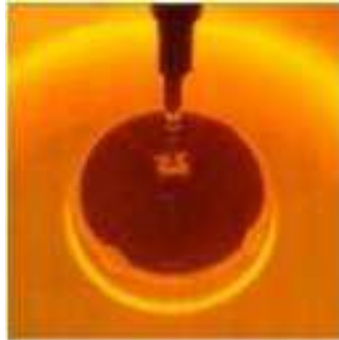


Figura 3.17 – Processo di cristallizzazione del silicio monocristallino

Raffreddando lentamente, si ottiene un lingotto monocristallino con forma cilindrica di diametro compreso tra i 13,30 cm e di 200 cm di lunghezza. Successivamente, il lingotto viene tagliato con speciali seghe a filo in fettine, dette wafers, con spessore di $250\div 350\ \mu\text{m}$: il ridotto spessore del wafer ottenuto consente un buon sfruttamento del lingotto, ma causa un'estrema fragilità dell'elemento.

Durante questo stadio di lavorazione si spreca circa il 50% del materiale, che comporta un aumento di costo del prodotto finale. Esempio di cella fotovoltaica al silicio monocristallino è riportata nella Figura 3.18 3.18.



Figura 3.18 – Cella fotovoltaica in silicio monocristallino

Fino ad alcuni anni fa, le celle fotovoltaiche avevano forma circolare in conseguenza della forma cilindrica del lingotto d'origine. Oggi, per ottenere un maggior sfruttamento dell'area attiva nei moduli fotovoltaici, le celle hanno forma quadrata, eventualmente con gli angoli smussati.

Il silicio ottenuto attraverso la procedura descritta precedentemente è puro; per sfruttare l'effetto fotovoltaico bisogna però effettuare un opportuno drogaggio attraverso elementi chimici come il boro (B) ed il fosforo (F).

La creazione del substrato P (con maggioranza di cariche positive) avviene in fase di fusione sull'intero lingotto mediante l'aggiunta di una piccola quantità di boro in modo da creare un silicio drogato P. In seguito al taglio, il wafer è "pulito" mediante l'azione della soda, per poi introdurre nel materiale atomi di fosforo affinché si realizzi la "giunzione P-N". Questo si ottiene facendo passare lentamente i wafer, ricoperti sul lato P con un materiale inibente, all'interno di un forno saturo di vapori di fosforo per un tempo sufficiente a consentirne la diffusione per una profondità che varia tra $0,4 \div 0,5 \mu m$.

Per il trasferimento dell'energia elettrica al carico esterno, è necessario dotare la cella (formata come visto da una giunzione P-N) di due contatti metallici. I contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l'altro su quell'opposta, sono ottenuti per evaporazione sottovuoto di metalli a bassa resistenza elettrica con l'ausilio di una maschera, ed effettuando successivi trattamenti termici, per assicurare la necessaria aderenza alla superficie della cella. Questa fase della lavorazione è a tutt'oggi molto costosa, e rappresenta uno degli ostacoli alla produzione su vasta scala.

La metallizzazione posteriore copre tutta la superficie, quella frontale esposta alla luce deve consentire un ottimo compromesso tra massimo drenaggio di elettroni liberi e quantità di superficie coperta, generalmente questa è intorno al 7%.

Il passo successivo consiste nella deposizione dello strato antiriflettente, per cui si usa di solito biossido di tantalio (TiO_2 , indice di rifrazione 2,2) evaporato sotto vuoto fino ad uno spessore di $0,70 \mu m$. L'ultima fase della lavorazione rappresenta il montaggio delle celle in moduli.

Le celle al silicio monocristallino sono più sensibili allo spettro luminoso vicino alla zona dell'infrarosso, con un massimo di sensibilità alla radiazione di lunghezza d'onda $\lambda = 0,704 \mu m$.

I componenti commerciali presentano attualmente rendimenti tipici intorno al 16% mentre per campioni di laboratorio, di piccola potenza, si raggiungono rendimenti nettamente superiori, fino ad arrivare al 24%.

Celle fotovoltaiche al silicio policristallino

Grazie ai bassi costi di produzione, le celle al silicio policristallino sono le più diffuse sul mercato.

Invece di utilizzare un unico grande cristallo di silicio, questa tecnologia sfrutta un agglomerato di piccoli cristalli, la cui produzione è decisamente meno delicata e di conseguenza meno costosa di quella del silicio monocristallino.

La preparazione del lingotto avviene tramite il *Wacher ingot facturing process (WIFP)*, al posto del metodo Czochralsky. Il processo consiste nel fondere il Silicio, purificato in precedenza, in un crogiolo al quarzo, porre il Silicio fuso in uno stampo preriscaldato, costituito da elementi in grafite, e poi realizzare una solidificazione unidirezionale. lo stampo è. Il processo di solidificazione è eseguito con un gradiente di temperatura verticale, controllato, per ottenere un blocco con strati orizzontali di silicio cristallino dal fondo fino alla cima.

In questo caso, gli atomi non hanno una direzione preferenziale di crescita, e quindi si disporranno in modo casuale all'interno della struttura cristallina. Durante la fase di solidificazione, tra un grano e l'altro vengono a depositarsi delle impurità che ostacolano il flusso della corrente, diminuendo l'efficienza di conversione fotovoltaica. In seguito si procede al taglio dei wafer quadrati aventi uno spessore simile a quello delle celle monocristallino.

Il processo di diffusione delle zone P e N e le successive lavorazioni della cella di silicio policristallino sono del tutto analoghe a quelle illustrate in precedenza.

Questo tipo di cella è ben riconoscibile visivamente a causa dei vari cristalli non omogenei, (Fig. 3.19).



Figura 3.19 – Cella fotovoltaica in silicio policristallino

Le celle al silicio policristallino risultano più sensibili allo spettro luminoso all'interno della gamma dell'infrarosso, con un massimo di sensibilità alla radiazione di lunghezza d'onda $\lambda = 0,920 \mu m$.

Il minor costo delle celle al silicio policristallino rispetto a quelle monocristallino è giustificato dal loro minore rendimento, intorno al 14%. A livello sperimentale di laboratorio non si raggiungono per ora rendimenti superiori al 18%.

Il ricercatore tedesco Oliver Shultz dopo due anni di ricerche e sperimentazioni ha raggiunto il rendimento del 20,3% su celle al silicio multicristallino. Ciò rappresenta un miglioramento del 33% sul rendimento medio delle celle commerciali.

Per la giusta rilevanza alla novità scientifica, è corretto ricordare che ben il 55% di tutte le celle solari sono oggi prodotte con silicio multicristallino, che risulta meno efficiente ma più economico da produrre rispetto a quello monocristallino.

La strada percorsa dal ricercatore è stata quella di individuare una temperatura di produzione del silicio che ne ha ottimizzato le caratteristiche elettriche restando su processi di produzione di tipo industriale.

Un ruolo importante in questo progresso è stato giocato anche dalla produzione dei contatti di superficie della cella solare grazie alla tecnologia LFC (Laser-Fired Contacts) che offre una combinazione ottimale fra efficienza e costi di produzione: i costosi processi fotolitografici finora usati non sono più necessari.

Celle fotovoltaiche al silicio amorfo

Nel silicio amorfo, gli atomi non sono legati come nel silicio cristallino, ma si possono avere diverse configurazioni strutturali caratterizzate dalla presenza di legami liberi.

I moduli in silicio amorfo si ottengono mediante deposizione catodica di atomi di silicio a partire da un gas a base dello stesso, il Silano, o suoi derivati. Questo procedimento permette di depositare strati spessi pochi micron su una gran varietà di superfici d'appoggio come vetro e metalli. Il procedimento è chiamato *scarica a bagliore*, e con un unico passaggio si possono ottenere moduli con superfici anche di 1 m².

Successivamente, una procedura d'incisione laser forma le singole celle solari con tutte le connessioni elettriche tra celle interne al modulo realizzando una struttura monolitica. Il processo di produzione risulta decisamente più economico, senza le costose fasi di crescita cristallografica del lingotto, taglio e metallizzazione dei wafer.

Uno degli aspetti che rendono interessante il silicio amorfo è quello di poterlo depositare su superfici di qualsiasi forma geometrica, anche curve e persino su strati flessibili. In questo caso non si presentano i problemi di fragilità riscontrati con il silicio cristallino.

Un inconveniente cui va incontro il silicio amorfo rispetto a quello cristallino, riguarda invece la stabilità delle prestazioni elettriche nel corso della vita utile. Durante i primi mesi di esposizione solare le celle in silicio amorfo subiscono un brusco decadimento dell'efficienza, noto come effetto Staebler-Wronski, per colpa del quale si riscontra una diminuzione sia della corrente che della tensione, che provoca un calo della potenza di picco dell'ordine del 10÷15 % già nelle prime cento ore di esposizione.

I moduli di silicio amorfo sono riconoscibili da un caratteristico colore scuro e dall'omogeneità della superficie, poiché non è costituita da singole celle ma da un unico strato senza soluzione di continuità (Figura 3.20).



Figura 3.20 – Cella fotovoltaica in silicio amorfo

Questo tipo di cella ha un rendimento che per soluzioni commerciali si attesta intorno al 7%, mentre campioni di laboratorio raggiungono il 12%. Tale soluzione si adatta anche al caso di irraggiamento diffuso, ovvero cielo coperto, in quanto il suo campo di sensibilità è centrato nella gamma della radiazione visibile, con il massimo di sensibilità alla radiazione di lunghezza d'onda pari a $\lambda = 0,522 \mu m$.

Questa tecnologia è principalmente dedicata alle microapplicazioni del fotovoltaico, che spesso solo l'amorfo può coprire, quali calcolatrici, orologi, gadget solari.

Celle fotovoltaiche a film sottile

Con la tecnologia a film sottile si possono produrre celle solari di spessore di pochi micrometri evitando così la dispendiosa produzione di wafer. Il materiale semiconduttore è fissato su grandi superfici di un altro materiale di supporto (di norma vetro), (Fig. 3.21).

I vantaggi di questa tecnologia risiedono nel risparmio di materiale, nella semplicità del drogaggio e nella possibilità di produrre elementi di ampia superficie dall'aspetto omogeneo.

Il materiale attualmente più utilizzato per le celle a film sottile è il silicio amorfo (a-Si), che non ha alcuna struttura cristallina, ma è composto da atomi disordinati. Le celle di silicio amorfo prodotte industrialmente raggiungono un grado di efficienza intorno al 6-7%.

In Giappone, da qualche anno, esiste una produzione di celle solari a film sottile basate sul $CdTe$ (Tellururo di Cadmio) usate per applicazioni in piccole apparecchiature.



Figura 3.21 – Celle fotovoltaiche a film sottile

Celle a film sottile in C_dT_e

Celle a film sottile in materiale diverso dal silicio sono state sviluppate in uno sforzo di superare l'inefficienza e la degradazione delle celle a film sottile in silicio amorfo pur mantenendo un basso costo. Tra queste, la cella solare a film sottile in tellururo di cadmio (C_dT_e) è al momento la più promettente, (Fig. 3.22).

Il C_dT_e è un semiconduttore che ha un energy-gap ideale di 1,45 eV e coefficiente di assorbimento alto abbastanza da consentire ad uno strato di materiale spesso $1 \mu m$ di assorbire il 99 % della luce visibile.

Uno svantaggio di questa tecnologia è dato dalla tossicità del cadmio (C_d) allo stato gassoso. Per questo il dispositivo è incapsulato a protezione dell'ambiente e viceversa.

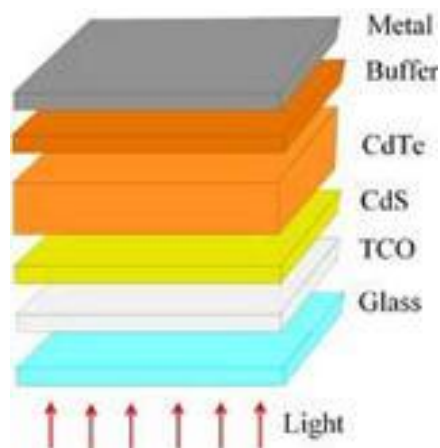


Figura 3.22 – Rappresentazione della cella C_dT_e

Celle a film sottile nano cristallino

Alcune celle funzionano su un processo fisico molto diverso dalle comuni celle fotovoltaiche: ne sono un esempio le celle fotovoltaiche a film sottile nanocristallino.

Nella cella sono presenti dei *sensibilizzatori* (Osmio e Reutenio) che assorbono la luce incidente e sfruttano l'energia assorbita per eccitare gli elettroni, ed una membrana ceramica di disossido di titanio (TiO_2), che ha il ruolo di fare da supporto per il sensibilizzatore che deve essere applicato sulla sua superficie come uno strato monomolecolare.

La banda di conduzione del TiO_2 accetta gli elettroni eccitati elettronicamente nel sensibilizzatore, una volta nella banda di conduzione questi viaggiano rapidamente attraverso la membrana: la loro diffusione è almeno 10⁴ volte più veloce di quella degli ioni in una soluzione.

Il tempo richiesto per attraversare una membrana di TiO_2 spessa 5 μm è di circa 2 μs .

Durante la migrazione, gli elettroni mantengono il loro alto potenziale elettrochimico; in questo modo, la membrana oltre a supportare il sensibilizzatore, cattura le cariche e le conduce.

Riassumendo, il principio di funzionamento è il seguente:

- Il sensibilizzatore assorbe i raggi incidenti e passando ad un nuovo stato eccitato.
- Da questo stato esso inietta elettroni nella banda di conduzione del TiO_2 .
- Gli elettroni attraversano la membrana e si dirigono attraverso un collettore ad un carico esterno.
- Gli elettroni torneranno al sensibilizzatore attraverso un elettrodo: tra l'elettrodo ed il TiO_2 c'è un elettrolita contenente una coppia redox; gli elettroni provenienti dall'elettrodo riducono gli ioni iodini in ioni iodidi, che si diffondono sul sensibilizzatore rigenerandolo.

Il ciclo è quindi finito: sotto la luce diretta, un sensibilizzatore esegue questo ciclo circa 20 volte al secondo, mentre la macchina molecolare ruota a 1200 rpm. Dispositivi di questo genere hanno un'efficienza del 12,15%.

Celle fotovoltaiche multi giunzione

Dagli anni '90 sono iniziate le esplorazioni di una nuova tecnologia per migliorare l'efficienza dei dispositivi fotovoltaici utilizzando celle composte costituite da differenti materiali semiconduttori disposti a strati, uno sull'altro, che permettono alle differenti porzioni di spettro solare di essere convertite in elettricità a differenti profondità, aumentando così l'efficienza totale di conversione della radiazione incidente. Tale soluzione viene anche definita come *Split spectrum cell* o *VMJ cell* (Vertical Multijunction Cell).

Sono costituite da una pila di due o tre celle a giunzione singola accoppiate in un unico dispositivo. Ogni giunzione capta e converte in energia una determinata porzione dello spettro solare: in pratica, la cella superiore cattura i fotoni ad energia più elevata, e quindi la radiazione a lunghezza d'onda più piccola, mentre lascia passare i fotoni ad energia più bassa che sono catturati dalle celle seguenti (Fig. 3.23).

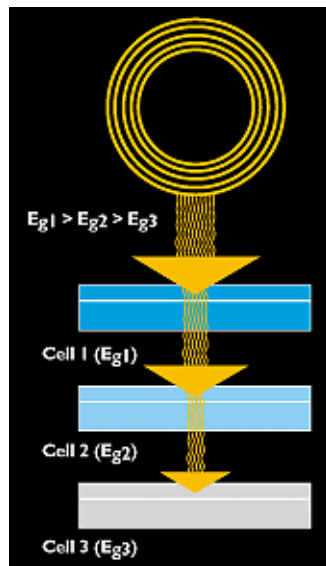


Figura 3.23 – Cella multi giunzione

Questo tipo di cella impiega una tripla giunzione costituita da: Difosfuro d'Indio-Gallio (GaInP2), l'Arsenuro di gallio (GaAs) ed il Germanio (Ge). Sfruttando l'elevato rendimento di conversione dell'arsenuro di gallio, unitamente alla resistenza alle alte temperature, che permette l'adozione di sistemi di concentrazione della luce, si raggiunge un'efficienza del 35% che rappresenta l'attuale limite tecnico raggiunto.

Sistemi ottici di concentrazione

La ricerca tecnologica nel campo del fotovoltaico è spesso indirizzata nel senso della riduzione del costo finale del prodotto. I sistemi ottici di concentrazione sono una nuova tecnologia studiata per incrementare lo sfruttamento della superficie attiva della cella. In questo modo, a parità di potenza erogata, diminuisce la superficie della cella e quindi il suo costo.

I concentratori presentano un costo, per unità d'area, inferiore a quello delle celle. In questo modo, la struttura di supporto diviene più complessa, perché spesso si muove attorno ad uno o due assi di rotazione, ma consente di incrementare di alcune centinaia di volte la radiazione solare che incide sul modulo fotovoltaico.

Il sistema ottico consiste in piccoli concentratori che utilizzano lenti Fresnel o micro prismi, in grado di concentrare (moltiplicare) oltre i 500 soli (500 volte) la potenza. Il fattore di concentrazione viene espresso in "soli" anche se in realtà questa è una unità di misura di potenza: si assume che la luce diretta proveniente dal sole, nelle migliori condizioni atmosferiche possibili e per una superficie normale alla direzione dei raggi incidenti, sia caratterizzata da una potenza per unità di superficie di 1 sole pari a circa $0,85 \text{ kW/m}^2$.

Un'unità di base tipica del concentratore consiste in un sistema ottico che mette a fuoco la luce, un complesso di celle, un concentratore secondario per riflettere i raggi luminosi eccentrici sulla

cella, un sistema per dissipare il calore eccedente dovuto alla concentrazione, i vari contatti e sistemi di fissaggio dei componenti, come mostrato in Fig. 3.24.

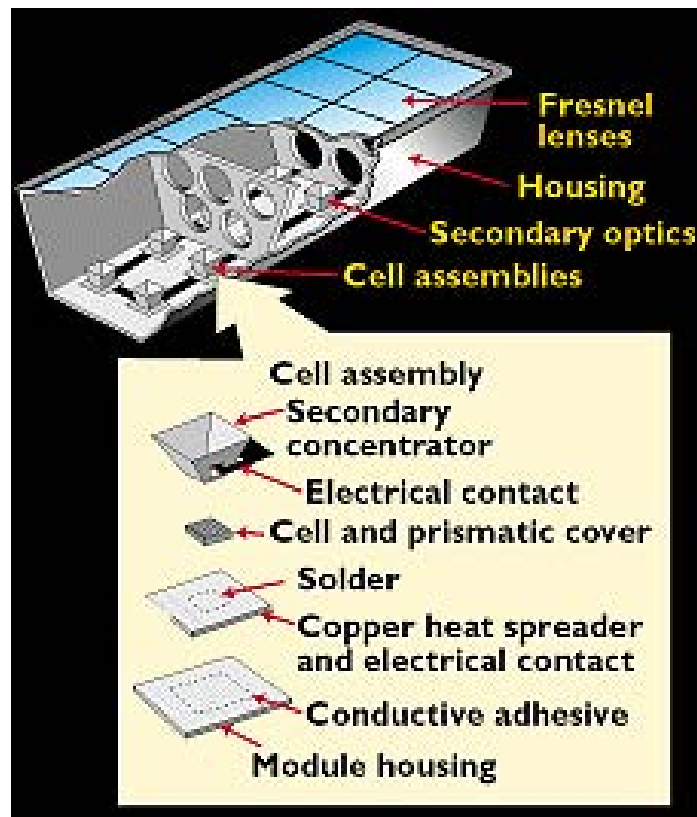


Figura 3.24 – Sistema ottico di concentrazione

Il modulo della Fig. 3.24 è composto di 12 unità disposte su due file, da sei celle ciascuna. Queste unità di base possono essere unite nelle volute configurazioni per l'ottenimento del modulo nel formato voluto.

Le celle fotovoltaiche a concentrazione in Silicio oggi disponibili sono progettate per operare fino ed oltre 500 soli con efficienze che superano anche il 26%. La radiazione concentrata può inoltre essere filtrata rimuovendone una parte della componente termica con incrementi di efficienza sino al 30%. I dati sulla radiazione solare diretta, la sola in genere utilizzata nei sistemi solari a concentrazione, sono oggi molto più accurati rispetto al passato, ed hanno consentito di riscontrare che anche alle elevate latitudini un sistema a concentrazione riceve l'80% della radiazione solare annuale di un pannello solare piano. In aggiunta agli sviluppi tecnologici, varie altre considerazioni di carattere generale stanno rendendo attraente questa tipologia di fotovoltaico.

Un problema che sorge con i sistemi a concentrazione è dato dall'elevata temperatura che si raggiunge sul modulo. Poiché il rendimento delle celle solari si riduce all'incrementarsi della temperatura è necessario prevedere un sistema di smaltimento del calore prodotto. Per questo, sono stati messi a punto sistemi ibridi fotovoltaico – fototermico con la possibilità di recupero del calore; in questo caso, il sistema che si ottiene è un impianto di cogenerazione con produzione di elettricità e calore con rendimenti elevati.

Innovazioni tecnologiche nel campo fotovoltaico

Celle fotovoltaiche “multi banda”

Il 9 Aprile 2004, i due ricercatori Kin Man Yu e Wladek Walukiewicz della Berkeley University della California, hanno presentato un nuovo tipo di cella fotovoltaica realizzata con una giunzione di Zinco-Manganese-Tellurio, ad altissima efficienza. Nella loro scoperta i ricercatori hanno trattato la lega di ZnMnTe in modo che con una singola giunzione il materiale fosse virtualmente in grado di reagire all'intero spettro solare: non si tratta quindi di una cella multigiunzione, ma di un solo semiconduttore che ha diverse bande di reazione. L'importanza del progetto sta nel fatto di aver scoperto un fenomeno di “multibanda” (Fig. 3.25).

E' stato dimostrato che aggiungendo impurità di ossigeno ai materiali chimici del II-VI gruppo, quali magnesio, zinco, tellurio, vengono prodotte bande ben definite di ampia larghezza. Si passa così da 1,1 eV del silicio a 2,6 eV delle suddette bande giungendo a rendimenti del 57% valore di efficienza estremamente elevato per di più realizzato senza l'uso di tecnologie costose come i concentratori o le celle multigiunzione.

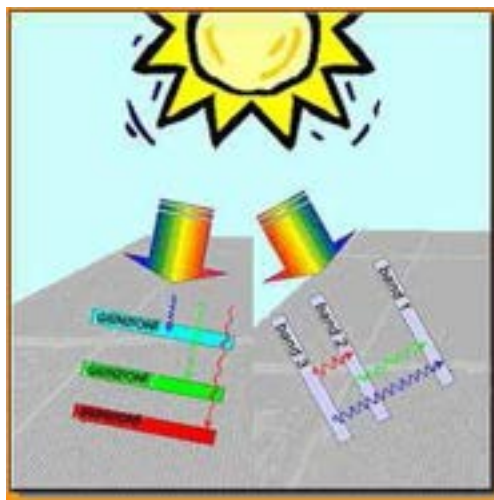


Figura 3.25 – Sistema di funzionamento di celle fotovoltaiche multi banda

Celle organiche

Il fotovoltaico organico è una nuova tecnologia che usa pigmenti organici al posto dei semiconduttori inorganici, consentendo un abbattimento dei costi senza però un aumento di efficienza. Una cella fotovoltaica *organica* utilizza un'elettronica organica, basata su polimeri organici conduttori o su piccole molecole organiche per l'assorbimento della luce ed il trasporto della carica. Ciò permette di combinare la flessibilità delle molecole organiche con la plastica, che ha bassi costi di produzione e può esserne ricoperta con un "film" (Fig. 3.26). Il coefficiente di assorbimento di luce delle molecole organiche è elevato, perciò una grande quantità di luce può essere assorbita con una piccola quantità di materiale. I principali svantaggi delle celle organiche sono costituiti dalla bassa efficienza (circa il 3-6%), dalla bassa stabilità (per quanto riguarda ossidazione, riduzione, ricristallizzazione e variazioni di temperatura, che possono degradare il dispositivo nel tempo) e dalla bassa robustezza rispetto alle celle inorganiche.

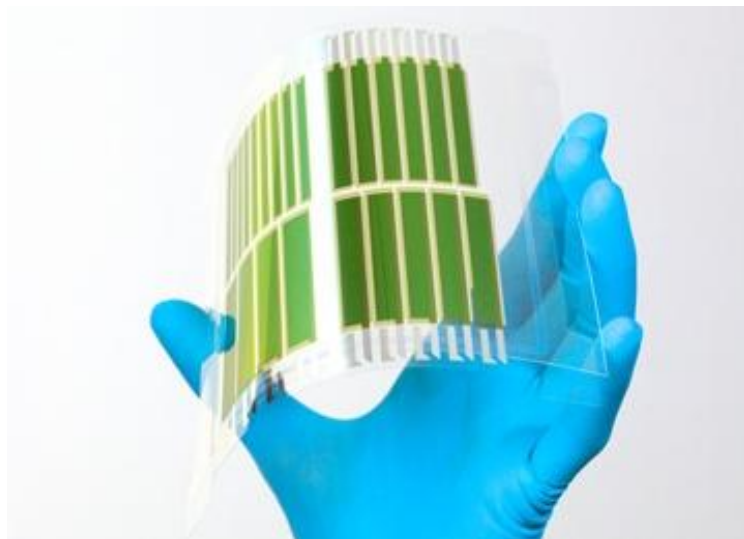


Figura 3.26 – Cella fotovoltaica organica

Le celle organiche possono essere realizzate in vari modi, ad es. utilizzando una catena polimerica come donatore di elettroni e molecole di fullerene (una macromolecola di carbonio a forma di pallone di calcio) quali accettori di elettroni dal polimero illuminato dalla luce, come quelle realizzate nel 2008 da un'azienda americana spin-off del famoso Massachusetts Institute of Technology (MIT), che hanno il 3-5% di efficienza e durano solo un paio di anni, per cui sono adatte solo in applicazioni di nicchia: borse di laptop, finestre, ombrelli, ecc. La più semplice architettura che può essere usata per una cella organica è la cosiddetta eterogiunzione planare (Fig. 3.27), che è una sorta di sandwich, le cui fette sono strati planari detti "di contatto" e la cui "imbottitura" è costituita da un film di polimero fisicamente "coniugato" - con una complessa geometria a livello molecolare - al film dell'accettore di elettroni, che in questo caso è il fullerene, mentre nelle celle ibride sono nanoparticelle di semiconduttore inorganico.

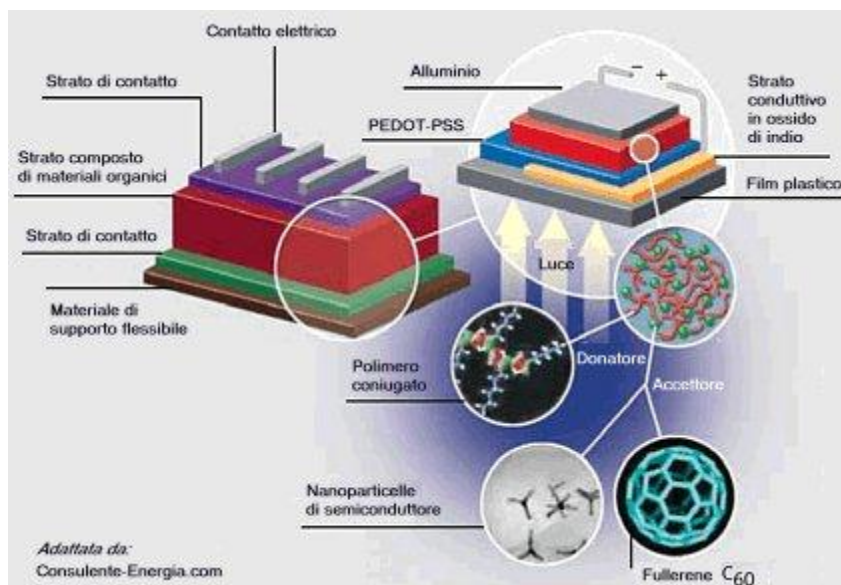


Figura 3.27 – Struttura “etero giunzione planare” di una cella organica

Impianti fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico

La conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni avviene nella cella fotovoltaica, un dispositivo costituito da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente Silicio. Tale fetta è generalmente di forma quadrata e di superficie pari a circa 100 cm^2 , e produce nelle condizioni di soleggiamento standard (1000 W/m^2 di intensità luminosa a 25°C), una corrente di 3 A con una tensione di 0,5 V, e quindi una potenza di 1.5 W.

Per ottenere i valori di tensione e corrente necessari al carico applicato, più celle vengono collegate in serie fino a raggiungere il livello di tensione adeguato e poi eventualmente collegate più serie in parallelo tra loro per raggiungere il valore di corrente richiesto. In questo modo si creano i cosiddetti moduli (Fig. 3.28).

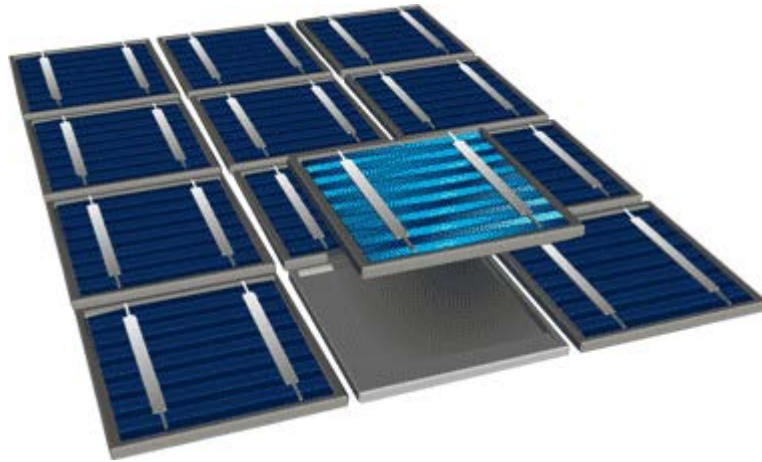


Figura 3.28 – Modulo fotovoltaico

Il modulo è formato da un numero di celle che assumono generalmente valori standard: 36, 64, 72, cui corrispondono dimensioni di circa di 1x0,5 m, 0,8x0,8 m, 1x1 m. Le celle sono ricoperte anteriormente con vetro temprato di circa 4 mm di spessore, che assolve la funzione di permettere il passaggio della luce e di proteggere la parte attiva. Le caratteristiche meccaniche del vetro superiore devono essere tali da assicurarne la calpestabilità reggendo il peso di una persona senza deformazioni apprezzabili. Devono inoltre essere tali da resistere a condizioni meteorologiche particolarmente severe rappresentate anche dagli urti in seguito alla caduta di grandine di grosse dimensioni. La capacità del vetro utilizzato di essere attraversato dalla luce solare è molto superiore a quella dei normali vetri in commercio, in modo da non pregiudicare il rendimento complessivo del modulo: per raggiungere tale risultato i costruttori ricorrono a particolari composizioni con basso contenuto di ferro.

Tra il vetro e le celle fotovoltaiche è interposto un sottile strato di vinil-acetato di etilene (EVA) trasparente, al triplice scopo di evitare un contatto diretto tra celle e vetro, eliminare gli interstizi che si formerebbero a causa della superficie non perfettamente liscia delle celle, ed isolare elettricamente la parte attiva dal resto del laminato.

Con funzioni analoghe viene posto un ulteriore foglio di EVA sul retro delle celle. A chiusura del sandwich realizzato, viene in genere utilizzato un foglio di Tedlar (in genere di color bianco), eventualmente rinforzato con fogli metallici e polimerici, e da ultimo un lamierino. Nel caso in cui a chiusura posteriore non ci sia il lamierino, ma un altro vetro con caratteristiche meccaniche e trasmissive inferiori a quelle previste per il vetro anteriore, il modulo è chiamato a *doppio vetro*, (Fig. 3.29).

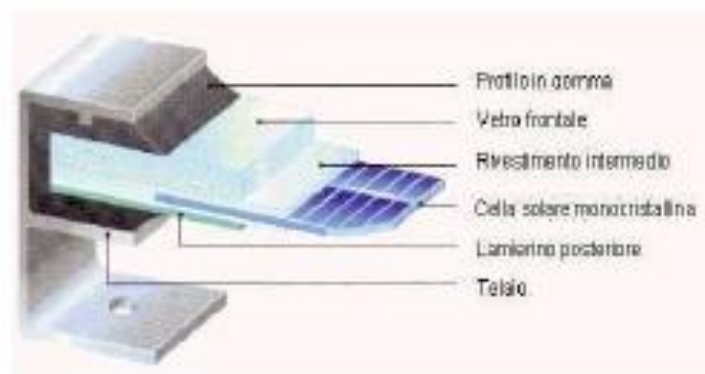


Figura 3.29 – Modulo fotovoltaico con lamierino posteriore

La soluzione a doppio vetro offre maggiore protezione e consente una trasparenza che, per l'uso architettonico, è spesso essenziale; per contro, ne raddoppia quasi il peso (sconsigliandone l'uso in impianti mobili) e ne aumenta il prezzo di mercato.

Una variante architettonica del doppio vetro è adoperata quando i moduli fotovoltaici sostituiscono in modo anche parziale i tamponamenti esterni degli edifici; in questo caso si deve ricorrere a moduli con bassa trasmittanza termica. Questa caratteristica si ottiene ricorrendo a costruzioni con vetro camera, applicando cioè un altro strato di vetro al retro del modulo, lasciando una adeguata intercapedine di aria che funge da isolante termico. Sul bordo dei moduli può poi essere presente o meno una cornice generalmente realizzata in alluminio anodizzato e incollata al sandwich con gomma siliconica. La cornice contribuisce a proteggere il bordo del modulo nella fase di installazione.

I collegamenti elettrici con l'esterno avvengono nella maggior parte dei casi all'interno delle cassette di terminazione stagne (grado di protezione IP65) dotate di passacavi ed applicate con gomma siliconata sul retro dei moduli. Nelle cassette sono disponibili la polarità positiva e negativa ed i diodi di by-pass, il cui scopo è di impedire, qualora la potenza dei singoli moduli della stringa non siano bilanciati, gli squilibri di tensione tra i moduli stessi che possono provocare seri danni al modulo.

Tipologie di impianto fotovoltaico

Gli impianti fotovoltaici sono costituiti da uno o più moduli fotovoltaici collegati tra loro, in cui avviene la vera e propria trasformazione dell'energia solare in energia elettrica, e da altri dispositivi che servono a rendere fruibile tale energia prodotta presso l'utenza. L'insieme di questi ulteriori dispositivi è detto Balance Of System (BOS).

Là dove è necessario far assumere alla tensione disponibile verso l'utenza un valore costante si utilizzano opportuni regolatori di tensione o circuiti di tipo chopper. L'impiego di questi circuiti presenta inoltre il vantaggio di poter massimizzare le prestazioni del campo fotovoltaico facendolo

lavorare con valori di tensione e corrente ottimali. Dispositivi di questo genere si chiamano *maximum power point tracker* o *MPPT*, in altre parole inseguitori del punto di massima potenza.

Se è necessario disporre di energia elettrica sotto forma di corrente alternata monofase o trifase è necessario l'utilizzo di convertitori statici quali l'inverter.

I moderni inverter uniscono alla conversione da corrente continua in alternata altre importanti funzioni quali la protezione dei carichi della rete a valle, ed integrano sistemi di gestione MPPT.

Gli impianti fotovoltaici sono classificati in due categorie:

- Impianti isolati (*stand-alone*)
- Impianti connessi alla rete (*grid connected*)

Impianti stand-alone

Gli impianti stand-alone sono i sistemi non collegati alla rete elettrica perciò con funzione di coprire la totalità della domanda energetica dell'utenza. Per garantire la continuità d'alimentazione al carico, questi impianti prevedono un sistema di accumulo a batterie. L'energia fornita dal modulo, ma non utilizzata dal carico o in eccedenza, viene usata per caricare le batterie; quando poi il fabbisogno aumenta, o quando il modulo non eroga sufficiente potenza, l'energia immagazzinata viene utilizzata.

La corrente generata dal sistema fotovoltaico è una corrente continua e può direttamente essere utilizzata per l'alimentazione di carichi predisposti per tale tipo di corrente. Se l'utenza è invece costituita da apparecchiature che prevedono una alimentazione in corrente alternata, è necessario anche un convertitore statico detto inverter. Questi sistemi sono quindi costituiti da: pannelli fotovoltaici, regolatore di carica, batteria e inverter (Figura 3.30).

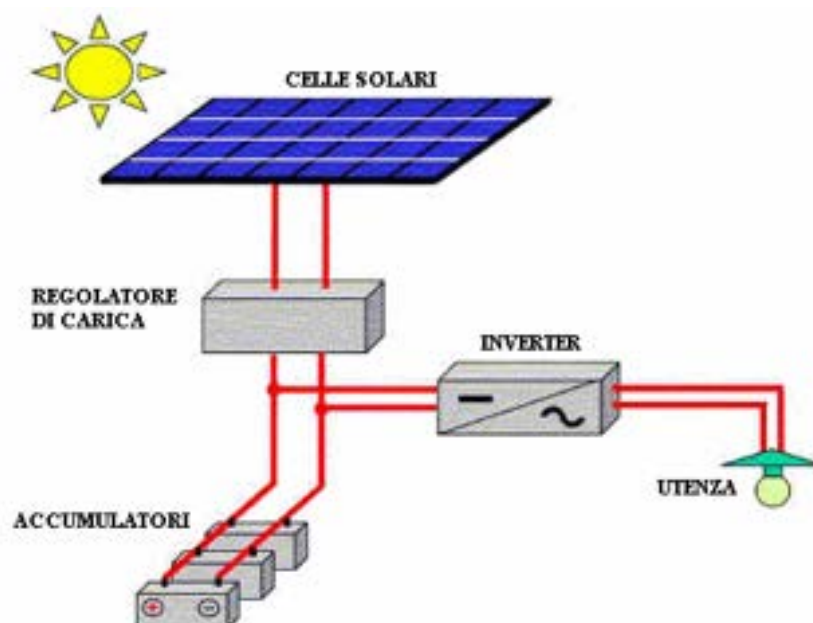


Figura 3.30 – Schema di un impianto fotovoltaico stand-alone

Gli impianti stand-alone sono impiegati principalmente per dare alimentazione ai carichi in casi di zone isolate quali ad esempio baite di montagna, zone dei paesi in via di sviluppo e tutte quelle zone non facilmente elettrificabili.

Questo sistema trova la sua applicazione anche nell'illuminazione, con tecnologia a LED alimentata da pannello fotovoltaico, di parcheggi, strade, giardini pubblici, parchi, piste ciclabili e in tutti quei luoghi in cui non vi è convenienza economica ad installare impianti da rete di tipo tradizionale

Impianti grid-connected

Gli impianti grid-connected sono impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica locale o nazionale, che produce energia elettrica per l'utenza e immette in rete la quantità prodotta in eccesso creando un vero e proprio scambio bidirezionale con la rete pubblica (Figura 3.31).

Se la produzione del campo fotovoltaico è in eccesso per un certo periodo rispetto ai consumi, l'eccesso viene inviato in rete, mentre nelle ore in cui il generatore non fornisce energia elettrica sufficiente a soddisfare il carico, l'energia elettrica viene acquistata dalla rete pubblica. Questo processo viene contabilizzato generalmente mediante l'ausilio di due o tre contatori che misurano l'energia scambiata nelle due direzioni.

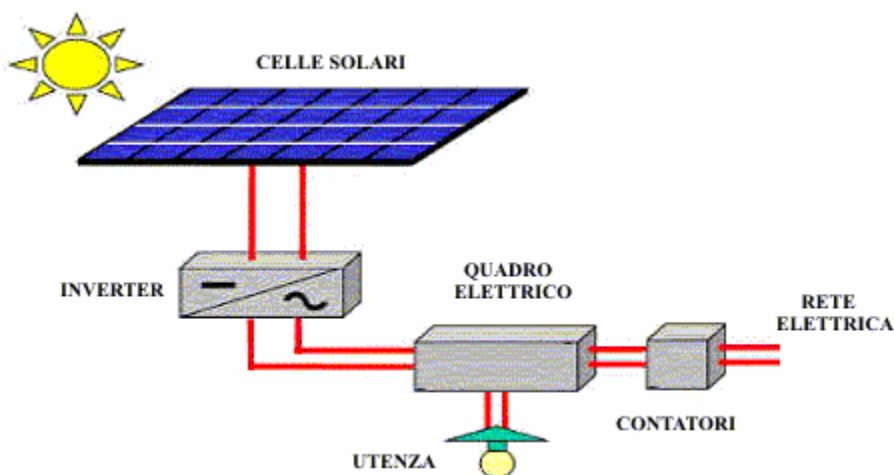


Figura 3.31 – Schema di un impianto fotovoltaico grid-connected

In questi tipi d'impianti, la rete elettrica è vista come un sistema di accumulo, che assorbe energia nei periodi di maggior irraggiamento solare e la restituisce in quelli meno favorevoli.

Non è necessario che l'impianto sia dimensionato per far fronte al fabbisogno energetico di tutti i carichi alimentati, perché la rete svolge la funzione di polmone, facendo fronte alla parte d'energia non fornita dall'impianto. In questo modo, si può focalizzare le scelte in base ad altri vincoli, come l'ampiezza delle aree disponibili per i pannelli.

Questa tipologia d'impianti, definita "generazione distribuita", è la più idonea ad una diffusione in larga scala del fotovoltaico, trovando applicazione in edifici urbani esistenti o di nuova realizzazione, sfruttando tutte quelle superfici che ai nostri occhi sembrano marginali (pensiline, frangisole).

Energia elettrica prodotta da un sistema fotovoltaico

Dalla potenza all'energia elettrica

Il generatore fotovoltaico fornisce una potenza che varia in modo sostanziale in relazione al sito in cui si trova il generatore e all'istante in cui viene misurata (giorno dell'anno, ora del giorno e condizioni meteorologiche). La potenza nominale (potenza massima) di un impianto fotovoltaico non è significativa dell'energia elettrica che può produrre.

L'energia solare rappresenta il "carburante" dell'impianto PV e non è sempre disponibile, ma soprattutto varia da un luogo all'altro. Al fine di valutare quanta energia può produrre un impianto di una data potenza nominale in un determinato luogo, cioè per passare dai kilowatt ai kilowattora, occorre conoscere la disponibilità di carburante solare in quel luogo. Bisogna cioè stimare le "ore equivalenti a piena potenza" per cui l'impianto può funzionare ogni anno, in base al carburante disponibile; sono ovviamente ore "fittizie" perché si riferiscono alla potenza nominale. La convenienza del fotovoltaico aumenta quindi con il numero di ore equivalenti a piena potenza: prima di progettare un impianto PV occorre valutare attentamente le risorse solari disponibili sul posto.

L'energia elettrica che un impianto PV può produrre in un anno, o il numero di ore equivalenti a piena potenza, dipende principalmente da:

- radiazione solare disponibile;
- orientamento e inclinazione dei moduli;
- rendimenti dell'impianto PV.

Radiazione solare

L'energia che l'unità di superficie riceve dal Sole, in un determinato intervallo di tempo, prende il nome di *radiazione solare*. In genere, ci si riferisce a una superficie orizzontale di un metro quadrato, per cui la radiazione solare si esprime in kilowattora al metro quadrato (kWh/m²).

Per stimare la produzione di energia elettrica si utilizza generalmente la radiazione solare riferita ad un intero anno, come valore medio su più anni (radiazione media annua). Sono tuttavia disponibili anche dati con radiazione solare giornaliera media, ogni mese dell'anno.

I valori della radiazione solare media annua in Italia si possono ricavare in svariati modi (Norma UNI 10349, Atlante solare Europeo, banca dati ENEA, ASHRAE, ecc).

La Fig. 3.32 mostra la mappa della radiazione solare annua sul piano orizzontale del territorio italiano.

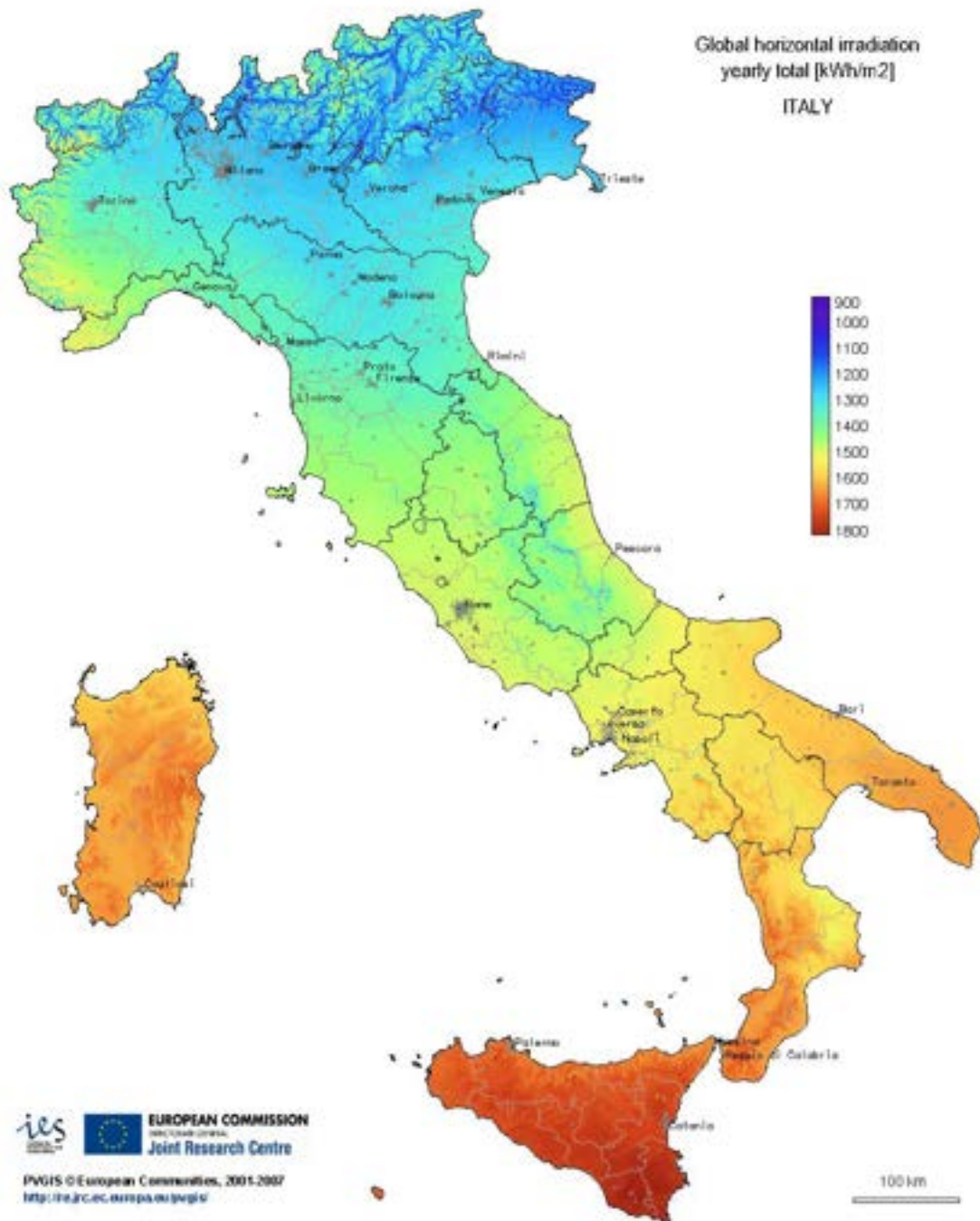


Figura 3.32 – Radiazione solare orizzontale annua (kWh/m²) sul territorio italiano

La radiazione solare annua per una stessa località può variare da una fonte all'altra anche del 10%, poiché deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a periodi di osservazione diversi; tali valori sono inoltre soggetti alla variabilità meteorologica da un anno all'altro.

Orientamento e inclinazione dei moduli

Le banche dati forniscono il valore della radiazione solare, riferita alla superficie orizzontale di un metro quadrato.

Spesso i moduli vengono però inclinati per aumentare la radiazione diretta sul modulo, ad esempio negli impianti a terra, oppure è inclinata la superficie sulla quale sono montati (falda del tetto o superficie laterale dell'edificio o anche superficie di appoggio su palo stradale); l'inclinazione ha peraltro il vantaggio di ridurre l'accumulo di sporcizia sul pannello, favorendone la pulitura naturale mediante la pioggia.

Per inclinazione si intende l'angolo che il modulo forma con l'orizzontale, come mostrato in Fig. 3.33.

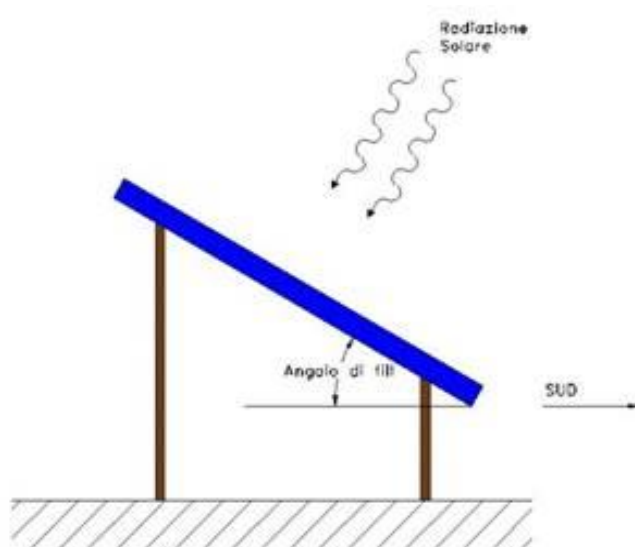


Figura 3.33 – Schema di inclinazione del modulo PV

I moduli orizzontali hanno inclinazione pari a zero, i moduli disposti verticalmente hanno inclinazione 90°.

La radiazione diretta ricevuta da una superficie inclinata cambia con l'orientamento della superficie stessa rispetto ai punti cardinali (Nord, Sud, Est, Ovest). L'orientamento può essere inclinato con l'angolo di deviazione rispetto alla direzione ideale sud: con il segno – quelli verso est e con il segno + quelli verso ovest. La combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'*esposizione* del modulo (Fig. 3.34). La ricerca della migliore esposizione, per massimizzare la radiazione solare ricevuta dai moduli, è tra le prime occupazioni del progettista di un impianto PV. Tale scelta è limitata sui tetti o sulle pareti di un edificio, ma non lo è per il posizionamento dei moduli su palo stradale.

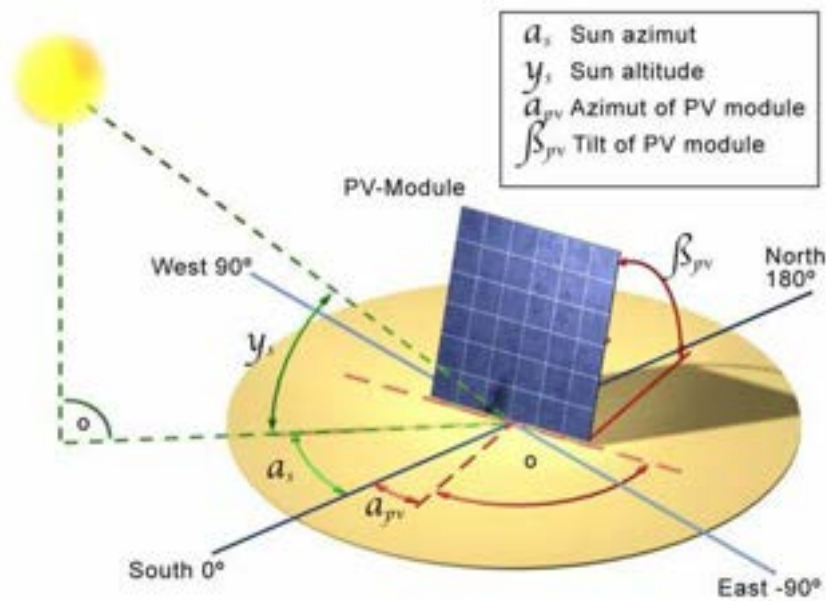


Figura 3.34 – Schema di orientamento del pannello PV

L'orientamento ottimale è 0° (Sud). L'effetto dell'inclinazione cambia con la latitudine, poiché aumentando la latitudine si riduce l'altezza del Sole sull'orizzonte: in Italia l'inclinazione ottimale dei modulo è pari all'angolo che esprime la latitudine (circa 40°) diminuito di 10° (approssimativamente 30°).

A parità di radiazione globale (diretta più diffusa), il vantaggio di una buona esposizione del modulo è tanto maggiore quanto più è elevata la componente diretta.

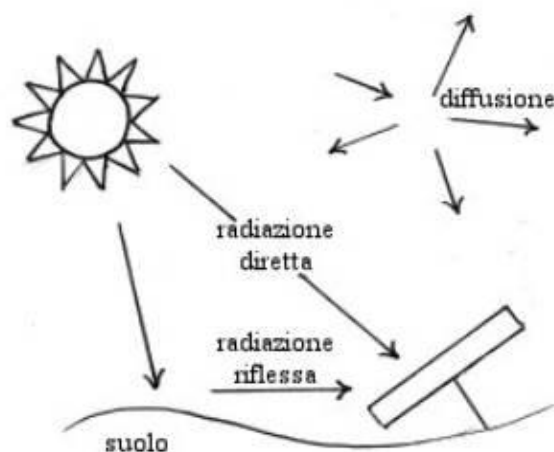


Figura 3.35 – Modulo non orizzontale che riceve anche la radiazione riflessa dalla superficie su cui è installato

Un modulo non orizzontale riceve oltre alla radiazione diretta e diffusa anche la radiazione riflessa dalla superficie su cui è installato (Fig. 3.35), nota col nome di componente di albedo.

La frazione della radiazione incidente che viene riflessa dipende dalla natura e dal colore della superficie e prende il nome di “fattore di albedo”. Tipicamente si assume un fattore di albedo 0,2: il 20% della radiazione globale incidente su una superficie orizzontale viene riflessa. Note le componenti diretta e diffusa della radiazione solare su di una superficie orizzontale, è possibile calcolare mediante un elaborato metodo di calcolo (Liu e Jordan) la radiazione solare sui moduli, diversamente inclinati ma orientati verso sud, montati su una superficie avente un certo fattore di albedo.

Per una prima valutazione delle potenzialità di produzione di energia elettrica di un impianto PV è in genere sufficiente applicare alla radiazione media annuale sul piano orizzontale i coefficienti correttivi in relazione alla inclinazione ed orientamento dei moduli, (Tab. 3.1).

Tabella 3.1 – Coefficienti correttivi da applicare a superfici diversamente orientate e inclinate

Orientamento (gradi)	Inclinazione °(gradi)				
	20	30	45	60	90
0 (Sud)	1,11	1,13	1,11	1,03	0,75
± 15	1,10	1,12	1,11	1,03	0,76
± 30	1,09	1,11	1,10	1,03	0,78
± 45	1,07	1,09	1,08	1,02	0,79
± 60	1,05	1,06	1,04	0,99	0,78
± 90 (Est-Ovest)	0,99	0,97	0,94	0,88	0,70

Dall’esame della tabella risulta che la perdita di potenzialità associato ad un orientamento dei moduli diverso dal sud (ideale) aumenta con l’inclinazione dei moduli stessi, ma è:

- ✓ trascurabile fino a $\pm 15^\circ$
- ✓ penalizzante oltre $\pm 30^\circ$

L'aumento di potenzialità con l'inclinazione può essere al massimo del 13% (Nord e Centro Italia), passando da moduli orizzontali a moduli inclinati di 30°.

Rendimento dell'impianto fotovoltaico

La produzione di energia elettrica fino ad ora considerata, viene valutata al lordo delle perdite del campo PV (lato c.c) e del resto dell'impianto (parte c.a).

Le perdite nel campo PV sono dovute principalmente a:

- aumento della temperatura delle celle;
- eventuali ombreggiamenti;
- riflessioni della luce sulla superficie dei moduli;
- accumulo di sporcizia sulla superficie dei moduli;
- non linearità tra irraggiamento e prestazioni dei moduli;
- dissimmetrie (mismatch);
- effetto Joule nei cavi e nelle apparecchiature elettriche.

In un impianto ben progettato ed installato, l'entità delle perdite nel campo PV varia dal 10% al 15% dell'energia elettrica prodotta. Almeno la metà di tali perdite è dovuta all'aumento della temperatura delle celle.

A queste perdite nel campo PV vanno poi sommate quelle sul lato c.a (perdite nel resto dell'impianto) valutabili intorno al $5\% \pm 10\%$ e dovute:

- ✓ all'inverter ed eventuale trasformatore;
- ✓ ai cavi e agli altri componenti elettrici.

Complessivamente, l'energia elettrica che può produrre un impianto PV, in base alla radiazione solare disponibile sui moduli, va ridotta moltiplicandola per un fattore 0,75 o nel migliore dei casi 0,85, sempre che l'impianto sia attentamente progettato e correttamente installato.

Sistemi di accumulo

I sistemi fotovoltaici, per loro natura, forniscono energia in maniera discontinua, e necessitano quindi di un adeguato sistema che accumuli energia (sotto varie forme) quando disponibile, e sia in grado di fornirla quando serve.

Per poter utilizzare appieno questa tecnologia, è necessario adottare dei sistemi di accumulo che abbiano un ciclo di carica-scarica con rendimento energetico netto più elevato possibile. L'accumulo di energia, più in generale, è interessante quando l'energia recuperata utile netta, detratta quindi anche dell'energia spesa per il funzionamento degli ausiliari, è maggiore del 70% dell'energia in entrata.

Ad oggi il metodo più comunemente utilizzato per accumulare energia è quello di utilizzare i bacini idroelettrici nei quali, quando vi è eccedenza di produzione di energia elettrica, si pompa acqua da un bacino a valle ad uno a monte, recuperando così l'energia prodotta da centrali termoelettriche

che per loro caratteristiche tecniche non possono essere spente, come ad esempio le centrali nucleari e termoelettriche che nelle ore di bassa richiesta, generalmente notturne e festive, dissipata produrrebbero energia dissipata.

Altri metodi di accumulo potrebbero essere sfruttati vantaggiosamente, come l'accumulo di aria compressa in caverne (metodo questo già in qualche misura collaudato) o in serbatoi interrati che permettono di fornire aria compressa ad attività industriali, come ad esempio ad un impianto turbogas tradizionale, permettendo di eliminare il lavoro dei compressori e aumentando così notevolmente l'efficienza, oppure la produzione di idrogeno, che può essere poi destinato agli usi più disparati; altri sistemi sono di tipo meccanico (volani o molle), mentre altre tecniche permettono l'accumulo di energia termica da utilizzare per riscaldamento. Uno dei sistemi più adatti è certamente quello dell'accumulo elettrochimico locale dell'energia prodotta, interconnesso tramite "smart grids" alla rete elettrica.

Quando si parla di accumulo elettrochimico, ci si riferisce in genere ad accumulatori al piombo acido che, per usi stazionari, dove l'ingombro e il peso hanno un'importanza relativa, per il loro basso costo, la loro affidabilità e la sicurezza sono spesso da preferire. Ma gli accumulatori al litio già ora hanno capacità fino a 4-5 volte superiori a parità di peso, hanno una tensione di cella molto più elevata (3-4 V contro 2 V), e possono quindi fornire potenze maggiori a parità di corrente di scarica e stanno colmando velocemente il gap di affidabilità, sicurezza e dinamicità, con la previsione che in pochi anni possano in buona parte sostituire la vecchie batterie al piombo.

Accumulo elettrochimico

Tra i diversi metodi di accumulo dell'energia elettrica, quello delle batterie si presenta come quello più usato per la sua affidabilità e praticità, avendo ormai raggiunto una certa maturità tecnica.

Gli accumulatori elettrochimici sono dispositivi in grado di assorbire una certa quantità di energia elettrica trasformandola in energia chimica, per poi ritrasformarla nuovamente in energia elettrica, quando questa viene richiesta.

Esistono diversi tipi di accumulatori che, a seconda della loro costituzione hanno caratteristiche specifiche diverse. La batteria al piombo è lo standard normalmente utilizzato. Ha un rapporto qualità prezzo relativamente buono, ne esistono diversi tipi, e viene prodotta in grandi numeri e capacità, e per questo viene scelta nella maggior parte degli impianti, soprattutto se di piccola taglia (fino a 200 kWp). Al contrario delle batterie per automobili, gli accumulatori al piombo per applicazioni fotovoltaiche sono stati costantemente modificati per poter rispondere in maniera ottimale ai requisiti relativi a questo tipo di impiego: migliore stabilità dei cicli e minore auto corrosione, con conseguente maggiore durata di vita. Le batterie al nickel-cadmio sono invece più costose di quelle al piombo, e vengono impiegate solo in casi particolari.

La caratteristica più importante del funzionamento degli accumulatori nei sistemi isolati è il ciclo di carica/scarica. Un primo ciclo imposto sull'accumulatore è un ciclo stagionale, nel quale la batteria si carica durante l'estate e si scarica durante l'inverno, quando c'è una diminuzione della

radiazione solare. Sovrapposto al ciclo stagionale, c'è il ciclo giornaliero, per il quale l'accumulatore si carica durante il giorno e si scarica, o meglio perde una piccola percentuale della sua carica per l'assorbimento del carico notturno.

A causa della natura stagionale dell'accumulo, è quindi essenziale disporre di un accumulatore con basso tasso di auto-scarica; è inoltre desiderabile un'alta efficienza di accumulo di carica definita come il rapporto tra la carica che può essere estratta dalla batteria e la carica che può esservi immessa.

Durante l'inverno gli accumulatori dei sistemi off-grid sono carichi soltanto parzialmente: lunghi periodi di basso stato di carica possono generare sulla piastra le formazioni di cristalli di solfato di piombo più grandi di quelli che si formano nel processo di scarica. Questo processo, noto con il nome di *solfatazione*, riduce sia il tempo di vita dell'accumulatore che la sua capacità. In fase di progettazione è quindi opportuno dimensionare la capacità degli accumulatori in modo tale che essi possano conservare una buona percentuale di carica anche nei mesi invernali. Ciò inoltre assicurerà che la concentrazione di acido solforico nell'elettrolito resti alta anche in questi mesi riducendo la possibilità di congelamento.

Per massimizzare il tempo di vita di un accumulatore, un'altra condizione da evitare è la scarica profonda. Per prevenire questo fenomeno si impone un valore limite, che non deve mai essere superato, per la scarica di un accumulatore. Tale valore, espresso dal parametro *massima profondità di scarica* (PD_{max}), può variare tra 0,3 e 0,8 a seconda del tipo di accumulatore utilizzato. Quando viene raggiunto questo limite, la fornitura di energia al carico deve essere interrotta. Ne consegue che la capacità utile o disponibile di un accumulatore è inferiore al suo valore nominale relativo alla quantità di carica estratta senza nessuna limitazione. La capacità utile, misurata in Amperora (Ah), sarà quindi data dal valore di capacità nominale, moltiplicato la massima profondità di scarica imposta:

$$C_u = C_b \cdot PD_{max}$$

Il valore di capacità utile sarà quello che garantirà un certo numero di giorni di autonomia energetica a tutto il sistema, e può essere ottenuto con diversi valori di capacità nominale e di massima profondità di scarica.

Gli accumulatori migliori hanno un valore di PD_{max} più alto degli altri. Ne consegue che per ottenere un certo valore della capacità utile la loro capacità nominale può essere più bassa rispetto agli altri e quindi anche di dimensioni minori. La sovraccarica è in genere sconsigliata, perché può causare uno sviluppo di idrogeno ed ossigeno dall'accumulatore, processo noto con il nome di *gassificazione*, che riduce la quantità di elettrolito e la sicurezza dell'accumulatore stesso. Tale processo può inoltre comportare la perdita di materiale attivo dalle piastre, riducendo così il tempo di vita dell'accumulatore.

La tensione di ogni singola cella che costituisce l'accumulatore varia in relazione alla quantità percentuale di carica in esso immagazzinata. Al 95% circa della carica si ottiene un brusco innalzamento della tensione ai morsetti dell'accumulatore. Questo è il punto in cui ha inizio la fase di gassificazione (Fig. 3.36). Per limitare la produzione di gas e nello stesso tempo godere dei benefici di una periodica completa ricarica, è opportuno interrompere il processo di carica ad un valore di tensione inferiore a quello critico (in molti casi pari a 2,35V).

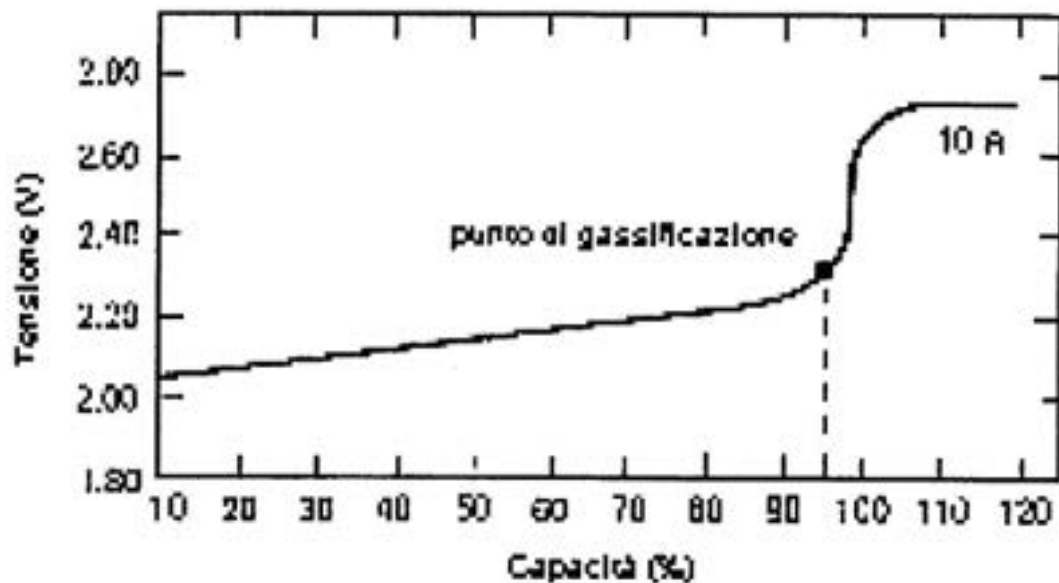


Figura 3.36 - Caratteristica di carica a corrente costante di un accumulatore al piombo adatto per uso solare

La capacità degli accumulatori varia in relazione al tasso di scarica, ovvero al numero di ore necessarie per scaricarlo con un certo carico ed alla temperatura, (Fig. 3.37).

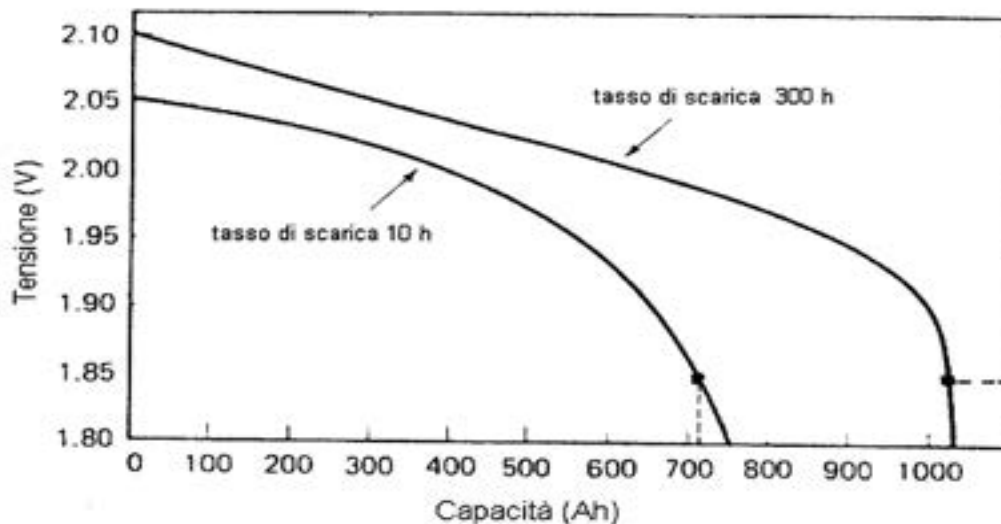


Figura 3.37 - Variazione della capacità di un accumulatore con il tasso di scarica

Spesso accade di utilizzare un accumulatore in applicazioni diverse da quelle per cui è stato progettato, come ad esempio l'utilizzo di accumulatori per automobili in applicazioni fotovoltaiche. In questo caso, il tasso medio di scarica dell'accumulatore sarà più grande di quello per cui è stato progettato (20 ore), e di conseguenza si ottiene un aumento della capacità nominale.

Per calcolare la capacità di un accumulatore ad un valore del tasso di scarica diverso da quello convenzionale (ad es. 20 h), si possono utilizzare le seguenti relazioni empiriche:

$$C_b(100) \cong C_b(20) \cdot 1,25$$

$$C_b(40) \cong C_b(20) \cdot 1,44$$

Per ciò che concerne la riduzione di capacità con la temperatura, si può in prima approssimazione affermare che si verifica una diminuzione di circa lo 0,7% per °C al di sotto dei 25°C, ed è pertanto consigliabile isolare termicamente gli accumulatori per evitare perdite sostanziali di capacità e possibile congelamento dell'elettrolita (Fig. 3.38). All'altro estremo, temperature troppo elevate agevolano il processo di invecchiamento dell'accumulatore, aumentando il tasso di auto scarica.

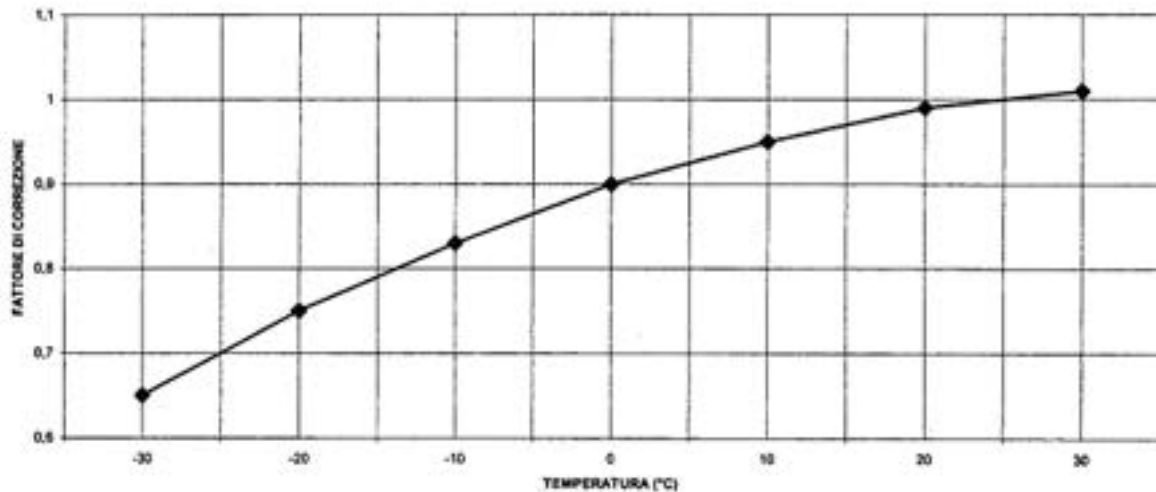


Figura 3.38 - Variazione della capacità di un accumulatore con la temperatura

Un parametro utile che fornisce un'indicazione sul tempo di vita di un accumulatore è il numero massimo di cicli di carica/scarica (NOC). Tale valore varia a seconda del tipo di accumulatore e ne determina la sua sostituzione teorica. Allo stato attuale, procedure di test largamente accettate sui cicli di vita degli accumulatori inseriti negli impianti off-grid non esistono ancora, per cui conviene per la loro scelta usare gli standard convenzionali, ovvero valori di capacità corrispondenti ad una scarica di 20 ore e cicli di vita corrispondenti ad una profondità di scarica del 50%.

Un'ultima considerazione riguarda l'efficienza di accumulo: utilizzando accumulatori al piombo con tassi di carica e scarica moderati, durante la scarica può essere restituita tra l'80 e 85% circa della carica immessa. Larga parte di questa inefficienza deriva dal processo di gassificazione che avviene durante la carica; tuttavia, nei sistemi off-grid, la gassificazione è improbabile che si verifichi nei mesi invernali quando una apprezzabile quantità di carico è alimentata dagli accumulatori. In questi mesi quindi l'efficienza di accumulo della carica può raggiungere valori prossimi al 95%.

Valutazione economica – finanziaria

Al di là dei vantaggi che le fonti rinnovabili presentano per l'ambiente, molti utenti si avvicinano al fotovoltaico per avere informazioni dettagliate sul caso specifico di loro interesse, cosa si può fare, quanto costa, e la convenienza economica.

Per rispondere a queste domande si deve effettuare un sopralluogo per acquisire i dati necessari e sviluppare un piano di fattibilità dell'impianto PV.

Le informazioni da raccogliere riguardano:

- ✓ spazi disponibili per individuare la potenza installabile;

- ✓ possibili orientamenti e inclinazioni dei moduli;
- ✓ possibili ombreggiamenti;
- ✓ difficoltà per il montaggio dei moduli;
- ✓ ubicazione geografica dell'impianto, per determinare la radiazione annua e la producibilità dal sistema;
- ✓ consumo annuo di energia elettrica previsto;
- ✓ disponibilità di spazi idonei per collocare quadri e inverter, possibili passaggi delle condutture, posizione del gruppo di misura dell'energia prodotta;
- ✓ distanze tra campo PV, quadri, inverter, gruppo di misura, ecc.;
- ✓ disponibilità finanziarie del per l'investimento, diretto o tramite finanziamento;
- ✓ necessità di eventuali permessi edilizi, del parere della Soprintendenza per i beni architettonici e per il paesaggio, ecc.;
- ✓ consegna dell'energia prodotta in rete in bassa tensione o in media tensione (il costo della cabina di trasformazione influisce sul costo totale dell'impianto);
- ✓ attrezzature necessarie per l'installazione;
- ✓ tenuta statica delle strutture edilizie destinate ad accogliere l'impianto PV.

Convenienza economica

Per lo sviluppo di un piano di fattibilità che porti alla valutazione della effettiva convenienza economica dell'impianto, è necessario valutare attentamente i costi e prevedere i potenziali ricavi associati alla produzione di energia elettrica.

La convenienza di un impianto PV può essere valutata attraverso una specifica analisi economica e finanziaria, in base ai dati peculiari di ogni situazione; essa dipende soprattutto da:

- *costo dell'impianto e dell'esercizio*: come per tutti gli impianti a fonte rinnovabile, richiede un elevato investimento iniziale, mentre i costi di esercizio sono ridotti al minimo in quanto il "combustibile" è gratis gratuito. Anche i costi di manutenzione sono limitati poiché il sistema, nella maggior parte dei casi, è privo di parti in movimento. Attualmente, in Italia il costo di un impianto varia da 4300 a 4700 € per kW di potenza installata; negli impianti di grandi dimensioni (centrali fotovoltaiche), il costo può scendere fino a 3500 €/kWp grazie agli sconti sulla quantità. Il costo di manutenzione medio annuo, considerandolo distribuito sull'intero periodo di vita dell'impianto, è stimato intorno a l'1% ÷ 2% del costo dell'impianto, ed è fondamentalmente legato alla sostituzione dell'inverter.

- *ricavi*: derivano dalla tariffa incentivante (compresi eventuali premi aggiuntivi) applicata a tutta l'energia prodotta dall'impianto PV, dal risparmio di energia consumata dall'utente e non prelevata dalla rete, e/o dal ricavo dell'energia venduta;
- *costo capitale investito*: Le modalità di finanziamento del costo dell'impianto influenzano il ritorno dell'investimento. Se l'impianto viene realizzato con finanziamento da parte di terzi, occorre tenere conto dell'incidenza degli interessi pagati. Se viene autofinanziato, va messo in conto il mancato interesse che sarebbe derivato dall'impiego alternativo del capitale.
- *regime fiscale*: Il regime fiscale, cui è soggetto il committente, sui ricavi di vendita di energia (contratto vendita di energia) o sugli stessi incentivi può modificare in modo sostanziale il quadro economico. Inoltre, l'IVA rappresenta un costo per il privato, non per un'impresa.

Limitatamente ad impianti di piccola taglia (1 kW÷3 kW), realizzati sulle pertinenze di edifici e destinati ad operare in regime di scambio sul posto, è possibile effettuare valutazioni approssimate, di validità generale, che portano alle seguenti stime del *tempo di ritorno del capitale investito* (tempo entro il quale il ricavo netto uguaglia il capitale investito e da quel momento in poi il ricavo diventa guadagno, a meno delle spese di manutenzione) per un impianto progettato e realizzato in modo ottimale:

- Italia settentrionale: 10 ÷ 13 anni
- Italia centrale: 9 ÷ 11 anni
- Italia meridionale: 7 ÷ 9 anni

Il tempo più lungo si riferisce ad un impianto parzialmente integrato; il tempo più breve ad un impianto totalmente integrato, con incremento del 5% della tariffa base e valore massimo del premio abbinato all'efficienza energetica.

Analisi finanziaria

Per una valutazione economica dei sistemi per poter riassumere e valutare l'investimento, si deve far ricorso a degli indici di valutazione economica, che riassumono la situazione finanziaria del progetto ed al conto economico costituito da vari fattori.

Il processo per il loro calcolo è basato su un modello economico che dati gli input di progetto fornisce istantaneamente il valore degli indici di valutazione economica del progetto.

Gli indici di valutazione economica sono:

- *Valore attuale netto (VAN)*: consiste nella somma algebrica dei flussi di cassa netti associati all'investimento, attualizzati con un certo tasso di sconto (k_E). In pratica VAN misura

l'aumento di valore economico dell'impresa associato all'investimento. Per la società rappresenta il valore monetario che l'investimento genera in contanti. È per questo motivo che la scelta di investire su un progetto avviene unicamente se:

$$VAN \geq 0$$

- *Tasso Interno di Rendimento* (TIR): rappresenta in termini economici il rendimento percentuale del capitale “ancora immagazzinato” nell'investimento. In altri termini se si assume che ogni anno, l'eventuale rendimento eccedente TIR rappresenti una sorta di “rimborso”, vada cioè a ridurre il capitale impegnato nell'investimento, l'insieme dei flussi di cassa netti dell'investimento consentirà una remunerazione pari a TIR sul capitale immagazzinato. Il TIR si presenta quindi come un rendimento percentuale “intrinseco” dell'investimento e come tale è facilmente comprensibile dai potenziali investitori, che non sono in grado di comparare tale tasso con quello che caratterizza investimenti alternativi. Contrariamente al VAN è un criterio di tipo relativo, non tiene cioè conto della dimensione assoluta dell'investimento. Per valutare la remuneratività dell'investimento la condizione da rispettare è:

$$TIR \geq k_E$$

Il tasso di sconto viene scelto come obiettivo aziendale. Come sopracitato, esso rappresenta il rendimento che si vuole ottenere per il capitale proprio investito ed è differente al costo del capitale medio che tiene conto del costo del capitale di debito e di quello proprio.

La conferma della positività di questo indice è una condizione necessaria per una valutazione positiva dell'investimento che, unita alla valutazione data dal calcolo del VAN crea una condizione necessaria e sufficiente per intraprendere l'investimento.

Quindi le condizioni da rispettare per la valutazione dell'investimento sono:

$$\begin{cases} VAN \geq 0 \\ TIR \geq k_E \end{cases}$$

Il Payback Time (PT)

Un ulteriore metodo che può essere utilizzato per la valutazione degli investimenti consiste nel cosiddetto payback time (tempo di recupero) che indica quanto tempo è richiesto per rientrare dei capitali investiti.

La formula per la determinazione del *PT*, nella sua formula più semplice, è data dalla seguente equazione:

$$PT = \frac{I}{F_t}$$

dove:

- I = valore dell'investimento;
- F_t = flusso di cassa netto (costante nel tempo) generato da I periodo t .

Quindi, ad esempio, se si sta valutando un investimento di 100 milioni di euro per un nuovo impianto che genera un cash flow positivo di 10 milioni di euro annui, il PT sarà pari a 10 anni; in altre parole ci vorranno 10 anni per rientrare del capitale investito.

Il metodo appena visto è però troppo semplice per essere utilizzato in pratica, dal momento che la maggior parte degli investimenti genera entrate e uscite che variano nel tempo. Una versione leggermente più "raffinata" del metodo prevede di sommare i flussi di cassa netti prodotti nel tempo dell'investimento, finché il risultante flusso di cassa netto cumulato non sia in grado di coprire l'investimento iniziale.

Il metodo del PT è piuttosto grezzo, ma molto usato, soprattutto come primo approccio, per la sua semplicità. Soffre, comunque, di numerosi problemi che lo rendono utile solamente in prima approssimazione:

- richiede la definizione di una soglia temporale arbitraria di accettabilità;
- non considera in alcun modo la redditività dell'investimento; potrebbe quindi privilegiare investimenti dalla redditività minore se il PT è più rapido. Per questo si può dire che il PT sia più un indice di rischio che di valutazione della performance degli investimenti, associando ad un maggiore tempo di recupero un maggiore rischio;
- tende ad escludere investimenti che presentano flussi netti positivi più lontani nel tempo (tra cui, ad esempio, rientrano molti investimenti di natura ambientale);
- non tiene in alcun modo conto del fatto che flussi di cassa ottenuti in momenti diversi non sono tra loro equivalenti; d'altra parte, i tentativi di correzione del sistema per considerare i flussi di cassa in valore attuale, pur rendendo lo schema più accettabile in teoria, non ne incrementano di molto l'utilità rispetto, ad esempio, al VAN.

Per queste problematiche si preferisce utilizzare il VAN e il TIR per la valutazione dell'investimento.

Diffusione del fotovoltaico

L'affermazione della tecnologia fotovoltaica in Italia è stata determinata dall'avvento del conto energia che ha garantito, soprattutto col decreto ministeriale 19/02/2007 (secondo conto energia), e garantisce con il decreto ministeriale 06/08/2010 (terzo conto energia) un meccanismo incentivante fortemente remunerativo e all'avanguardia, tale da portare l'Italia su un trend di crescita che l'ha collocata nel 2009 al secondo posto nella graduatoria mondiale della nuova

potenza fotovoltaica installata, con ben 711 nuovi MW (Gse 2010a, *Il solare fotovoltaico – Dati statistici al 31 dicembre 2009*, Gse, Roma).

Gli ultimi dati forniti dal Gse (aggiornati al 31 gennaio 2011) mostrano che in Italia sono installati 146.666 impianti fotovoltaici incentivati ai sensi del primo e del secondo conto energia per una potenza installata pari a circa 2,93 GW (1 GW = 10⁶ kW).

A livello regionale la diffusione del fotovoltaico è assai disomogenea (Tab. 3.2 Tabella 3.2). Al contrario di quanto si potrebbe pensare, solo la Puglia e, in minore percentuale, la Sicilia sono le regioni meridionali dove il fotovoltaico ha avuto una rilevante affermazione in termini di numero di impianti e di potenza installata, sebbene sia proprio il Meridione dell'Italia a disporre di una maggiore intensità di radiazione solare per unità di superficie (Gse 2010b, *Totale dei risultati del Conto Energia*, Gse, Roma).

Le altre regioni dove è possibile notare una notevole diffusione della tecnologia fotovoltaica sono tutte nell'Italia settentrionale: Lombardia, che detiene il primato della numerosità degli impianti, Veneto, Emilia-Romagna, Piemonte (Gse 2010b, *Totale dei risultati del Conto Energia*, Gse, Roma).

Tabella 3.2 - Distribuzione per regione degli impianti in esercizio, Italia 2011. (Fonte GSE 2011)

Regione	Numero impianti	%	Regione	Potenza (kW)	%
Lombardia	22.237	15,2	Puglia	572.928	19,5
Veneto	18.517	12,6	Lombardia	310.523	10,6
Emilia-Romagna	13.566	9,2	Emilia R.	304.647	10,4
Piemonte	11.501	7,8	Veneto	290.542	9,9
Puglia	9.296	6,3	Lazio	212.759	7,3
Toscana	8.628	5,9	Piemonte	207.869	7,1
Lazio	8.293	5,7	Marche	150.675	5,1
Friuli V. G.	8.020	5,5	Sicilia	139.456	4,8
Trentino A. A.	8.014	5,5	Trentino A. A.	133.796	4,6
Sicilia	7.812	5,3	Toscana	115.016	3,9
Sardegna	7.429	5,1	Sardegna	83.984	2,9
Marche	5.451	3,7	Friuli V. G.	81.087	2,8
Campania	3.871	2,6	Campania	76.812	2,6
Umbria	3.555	2,4	Umbria	72.377	2,5
Calabria	3.445	2,3	Abruzzo	54.114	1,8
Abruzzo	3.044	2,1	Calabria	51.862	1,8
Liguria	1.612	1,1	Basilicata	41.551	1,4
Basilicata	1.576	1,1	Molise	13.990	0,5
Molise	470	0,3	Liguria	13.686	0,5
Valle d'Aosta	329	0,2	Valle d'Aosta	3.901	0,1
Totale	146.666	100,0	Totale	2.931.575	100

IV Capitolo

Illuminazione stradale

L'illuminazione stradale deve garantire la tranquilla circolazione degli utenti, assicurando sicurezza e fluidità al traffico motorizzato e pedonale.

Le prestazioni degli impianti sono rapportate alle esigenze visive del guidatore, particolarmente critiche ed elevate, dato che un'errata illuminazione può essere causa di gravi incidenti, come dimostrano le numerose statistiche effettuate in proposito. Tali statistiche indicano che la frequenza e la gravità degli incidenti notturni sono, a parità di volume di traffico, maggiori di quelli diurni. Inoltre va tenuto in conto anche la stanchezza del guidatore e le condizioni precarie di visibilità.

I parametri e le grandezze da prendere in considerazione per una buona visione sono molteplici: l'acuità visiva, il tempo di percezione, la capacità di distinguere i dettagli, la fatica visiva, ecc. che sono strettamente legati alla luminanza della sede stradale (e quindi al livello di illuminamento e al fattore di luminanza del manto stradale) ed al maggiore o minor abbagliamento che possono dare gli apparecchi illuminanti adottati.

È evidente che in queste considerazioni entrino automaticamente le proprietà fotometriche delle lampade e la geometria della distribuzione dei centri luminosi.

I parametri di valutazione

Le prestazioni degli impianti di illuminazione sono valutate utilizzando una serie di parametri fotometrici. La Norma EN 13201 fornisce le principali con i relativi valori minimi mantenuti, per ogni classe di strade, vie, percorsi, aree. Nell'ambito di pertinenza delle strade a traffico solo veicolo o misto (automezzi, cicli, pedoni) le grandezze fotometriche considerate sono (Tab. 4.1 e Tab. 4.2):

- la luminanza media della carreggiata L (cd/m^2);
- l'uniformità generale delle luminanze della carreggiata U_0 ;
- l'uniformità longitudinale delle luminanze della carreggiata U_1 ;
- l'indice di abbagliamento fisiologico TI (%);
- il Surround Ratio SR, ossia il rapporto tra la somma degli illuminamenti orizzontali medi presenti su una coppia di strisce, o bande, longitudinali, parallele all'asse stradale ed esterne al bordo della carreggiata e la somma degli illuminamenti orizzontali medi presenti su una coppia di strisce interne rispetto allo stesso bordo;
- illuminamento orizzontale medio.

Tabella 4.1 – Valori dei parametri di valutazione per le classi della serie ME, traffico motorizzato (Norma EN 13201)

CLASSE	ILLUMINAZIONE ORIZZONTALE			INDICE DI ABBAGLIAMENTO	INDICE DI ILLUMINAZIONE DELLE AEREE CIRCOSTANTI
	\bar{L} in cd/m^2 [minimo mantenuto]	U_0 [minimo]	U_1 [minimo]	T_i in % [massimo]	SR^2 [minimo]
ME1	2,0	0,4	0,7	10	0,5
ME2	1,5	0,4	0,7	10	0,5
ME3a	1,0	0,4	0,7	15	0,5
ME3b	1,0	0,4	0,6	15	0,5
ME3c	1,0	0,4	0,5	15	0,5
ME4a	0,75	0,4	0,6	15	0,5
ME4b	0,75	0,4	0,5	15	0,5
ME5	0,5	0,35	0,4	15	0,5
ME6	0,3	0,35	0,4	15	non richiesto

Tabella 4.2 - Valori dei parametri di valutazione per le classi della serie CE, aree pedonali

CLASSE	ILLUMINAZIONE ORIZZONTALE	
	\bar{E} in lx [minimo mantenuto]	U_0 in lx [minimo]
CE0	50	0,4
CE1	30	0,4
CE2	20	0,4
CE3	15	0,4
CE4	10	0,4
CE5	7,5	0,4

L'equilibrio delle luminanze

l'equilibrio delle luminanze è determinante per il comfort visivo anche nell'illuminazione di ambienti esterni.

Infatti la visione di un ostacolo sulla carreggiata e, più in generale, delle varie superfici che consentono il riconoscimento del tracciato stradale, avviene per contrasto di luminanza tra l'oggetto e il manto stradale. Tale contrasto dipende dalla quantità e dalla direzione della luce che l'oggetto riceve e dai fattori di riflessione dell'oggetto e del manto stradale.

La corretta visione coinvolge problemi di età e di condizioni psicofisiche dell'individuo, per di più rapportati ad un numero infinito di situazioni ambientali. Adottando determinati criteri di standardizzazione (età dei soggetti compresa tra 16 e 41 anni, ostacolo 20x20 cm visibile a 100 m, tempi di reazione 0,1 s, ecc.) è possibile costruire una scala di risposta dei campioni interessati in funzione della luminanza media L_m della carreggiata. In questa scala il giudizio "buono" (valido per l'80% degli interessati) si attestava intorno a valori di $L_m = 1,2 \text{ cd/m}^2$ per strade secondarie e intorno ai 2 cd/m^2 per strade ad elevate intensità di traffico. Considerazioni di questo tipo hanno portato alla redazione della Tab. 4.3 e Tab. 4.4, che forniscono appunto raccomandazioni sui livelli di luminanza media per carreggiata asciutta, in funzione della classificazione delle strade basate sulle norme CNR – UNI 10005. Come si vede, in Tab. 4.3 compaiono anche i parametri U_0 e U_L relativi all'uniformità media di luminanza della carreggiata e alla uniformità longitudinale, nonché dati relativi all'abbagliamento.

Tabella 4.3 – Prestazioni illuminotecniche richieste per un impianto di illuminazione stradale

Classe di strada	Dintorni della strada	Livello medio di luminanza della carreggiata asciutta: L_m [cd/m^2] (1) \geq	Rapporti di uniformità		Limitazione dell'abbagliamento	
			Uniformità complessiva U_0 (2) \geq	Uniformità longitudinale U_L (3) \geq	Abbagliamento fastidioso G \geq	Abbagliamento debilitante T_i [%] \leq
A	Qualsiasi	2	0,4	0,7	6	10
B	1 Illuminati	2	0,4	0,7	5	10
	2 Bui	1			6	
C	1 Illuminati	2	0,4		5	20
	2 Bui	1			6	10
D	Illuminati	2	0,4	0,5	4	20
E	1 Illuminati	1	0,4	0,5	4	20
	2 Bui	0,5			5	20

(1) Il livello di luminanza indicato in Tabella è il valore mantenuto nel tempo, tenuto conto del deprezzamento del flusso luminoso delle lampade e del deterioramento dell'ottica degli apparecchi, in relazione alla frequenza prevista per gli interventi di manutenzione.

(2) $U_0 = L_{min}/L_m$, rapporto tra la luminanza minima e quella media su tutta la strada.

(3) $U_L = L_{min}/L_{max}$, rapporto tra la luminanza minima e quella massima lungo la mezzzeria di ciascuna corsia.

Tabella 4.4 – Classificazione delle strade secondo le presenti norme in relazione al dispositivo normativo emanato dalla Commissione Progettazione,Costruzione e Manutenzione Strade del CNR

Classe di strada	Tipi di strada
A	Autostrade e raccordi autostradali (sez. tipo 1°, 2° e 3°, CNR) (E); Strade primarie (U)
B	Strade primarie (U) Strade con sezione tipo 3° e 4°, CNR (E)
C	Strade di scorrimento Strade con sezione tipo 4° e 5°, CNR (E)
D	Strade di quartiere (U) Strade con sezione tipo 5°, CNR (E)
E	Strade locali (U) Strade con sezione tipo 5° e 6°, CNR (E)
(U) = ambito urbano (E) = ambito extraurbano	

È ovvio infatti che una corretta distribuzione di luminanza aumenta la prestazione visiva ed inoltre, diminuendo il senso di fastidio e di stanchezza, garantisce anche un buon livello di confort visivo e in di sicurezza.

Il primo obiettivo è soprattutto garantito dal valore che deve avere U_0 , definito come il rapporto tra la luminanza minima L_{min} e la luminanza media L_m della carreggiata. Con i criteri statistici accennati si è visto che la capacità di distinguere oggetti in corrispondenza di un elemento di superficie stradale è *buona* per valori di U_0 non inferiori a 0,4.

Per il secondo obiettivo, il confort visivo, occorre introdurre limitazioni con il secondo parametro U_L , rapporto tra la luminanza minima L_{min} e luminanza massima L_{max} , valutato longitudinalmente lungo la mezzeria di ciascuna corsia di cui è composta la carreggiata.

Questi due fattori di qualità dell'impianto, U_0 e U_L , dipendono dalla distribuzione geometrica dei centri luminosi e dal coefficiente di luminanza della pavimentazione stradale q_0 , grandezza che caratterizza la chiarezza del manto stradale, misurata con uno speciale strumento detto riflettometro.

Gli abbagliamenti

La ricerca della massima luminanza sulla carreggiata, utilizzando il minor numero di centri luminosi allo scopo di contenere sia i costi di installazione sia quelli di gestione, può creare gravi disturbi visivi ai conducenti per l'insorgenza dei fenomeni di abbagliamento; condizioni che si verificano quando nel campo visivo sono presenti differenze marcate di luminanze.

Sono principalmente i raggi luminosi che formano con l'asse verticale passante per il centro ottico dell'apparecchio angoli compresi tra i 70° e i 90° a causare abbagliamento (Fig. 4.1). Infatti, tra i parametri qualificanti degli apparecchi figurano le intensità luminose dei raggi compresi in quell'intervallo angolare.

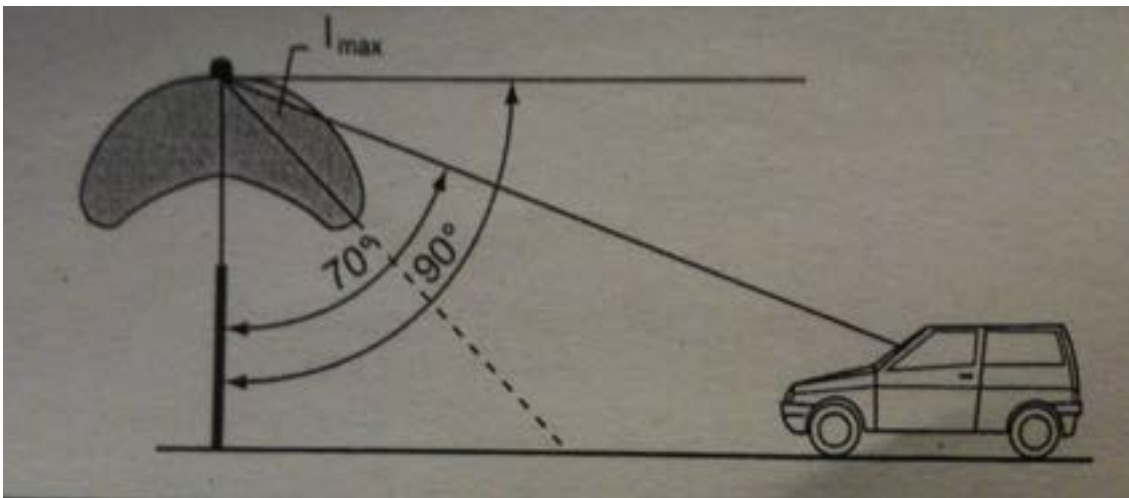


Figura 4.1 – Intensità luminose potenzialmente abbaglianti a causa della loro inclinazione

Il controllo dell'abbagliamento costituisce l'operazione necessaria, nell'ambito del lavoro di progettazione, al fine di garantire un elevato comfort visivo a conducenti e pedoni. Le varie forme in cui si manifesta l'abbagliamento su strada, dovuto all'illuminazione, sono comprese nei due tipi fondamentali: l'*abbagliamento fisiologico o debilitante (disability glare o veiling glare)* e l'*abbagliamento psicologico (discomfort glare)*. Il primo produce una riduzione della capacità visiva, in particolare della percezione dei contrasti, a causa di una sorta di velo luminoso con effetto offuscante che invade il campo visivo. La presenza al suo interno di una o più zone ad alta luminanza costringe la pupilla a contrarsi. Perciò l'abbagliamento psicologico, nel caso illuminazione stradale, non si presenta, o meglio non si dovrebbe presentare mai, dato che una perdita totale, anche momentanea, di visibilità può causare gravi incidenti.

Una scelta poco controllata degli apparecchi illuminanti può portare il fastidio ad una soglia che, se non è quella dell'abbagliamento fisiologico, è certo superiore a quella del semplice discomfort.

Il parametro che dà la misura di tale abbagliamento viene indicato con *TI (Threshold Increment)* ed è funzione sia dell'illuminamento sull'occhio dell'osservatore (in un piano normale alla linea di

visone) dovuto alla sorgente luminosa, sia dell'angolo θ formato tra la direzione della visione e quella della luce incidente sull'occhio, sia infine della luminanza media della carreggiata.

L'incremento di soglia TI è dato dalla differenza relativa fra la soglia ΔL_G in condizioni di abbagliamento e quella in assenza di abbagliamento ΔL_0 , rispetto al valore di L_0 :

$$TI = \frac{\Delta L_G - \Delta L_0}{L_0} \cdot 100\%$$

e tale valore da un'idea dell'incremento di soglia dovuto alla luminanza delle sorgenti luminose. Il TI (per θ espresso in radianti può essere calcolato con la formula:

$$TI = 65 \cdot \frac{\sum_i 3 \cdot 10^{-3} \frac{E_i}{\theta_i^2}}{L_m^{0,8}}$$

dove Σ_i rappresenta la luminanza velante (velo di Fry) provocata dai centri luminosi che compaiono nel campo visivo; E_i è l'illuminamento generale prodotto da ogni centro; θ_i è l'angolo compreso tra la direzione di osservazione e la congiungente il centro luminoso generico e l'occhio (se θ è espresso in gradi, al posto di $3 \cdot 10^{-3}$ dovrà impiegarsi un fattore 10).

Con un livello di luminanza media della carreggiata L_m di 2 cd/m^2 e $U_0 = L_{min}/L_m \geq 0,4$, si ha un buon potere rivelatore con $TI \leq 10\%$ (vedi Tab. 4.3).

La misura del discomfort glare è misurata secondo le norme CIE dall'indice G (*glare index*) valutata empiricamente attraverso la risposta statica di un certo campione di soggetti posti nelle situazioni più svariate di luminanza, di apparecchi, di posizione di centri luminosi, ecc.

L'espressione di G , per altezze di montaggio comprese tra 6,5 e 20 m per un numero di corpi illuminanti compreso tra 20 e 100 in 1 chilometro, è dato dalla seguente formula:

$$G = 13,84 - 3,31 \log(I_{80}) + 0,97 \log L_m + 4,41 \log(h') + \\ + 1,3 \left(\log \frac{I_{80}}{I_{88}} \right)^{1/2} - 0,08 \log \frac{I_{80}}{I_{88}} - 1,46 \log P + 1,29 \log A + c$$

dove:

- I_{80}, I_{88} = sono le intensità luminose delle sorgenti a 80° ed 88° rispetto alla verticale nel piano parallelo all'asse stradale ($C=0^\circ$);
- L_m = è la luminanza media del mando stradale in cd/m^2 ;
- h' = è l'altezza delle sorgenti sul piano orizzontale che passa per gli occhi del guidatore ($h' = h - 1,5\text{m}$;

- A = è la superficie luminosa in m^2 dei corpi illuminanti proiettata secondo un angolo di 76° rispetto alla verticale;
- P = è il numero dei corpi illuminanti per chilometro;
- c = è un fattore correttivo che per lampade a vapori di sodio a bassa pressione vale +0,4; per lampade a vapori di sodio ad alta pressione +0,1; per lampade a vapori di mercurio - 0,1; per lampade ad incandescenza e fluorescenti è uguale a 0.

I giudizi statisticamente rilevati hanno portato alla compilazione di una scala riportata in Tab. 4.5. Come si vede l'abbagliamento crea disturbo a partire dal valore $G = 7$ che rappresenta l'abbagliamento che un soggetto avverte guidando senza che questi determini in lui fastidio, ma che con un piccolo incremento diventa invece disturbante. Quindi si può dire che per $G = 7$ siamo al limite tra il disability e discomfort glare. Il valore G è presente in modo saltuario o in qualche modo confuso nelle specifiche tecniche, dato che questa scala ancora non è oggetto di normativa.

Rivedendo ora la Tab. 4.5 dove è riportato l'indice di abbagliamento in funzione del tipo di strada, si può osservare che in strade a scorrimento veloce ed elevato volume di traffico il valore di G deve essere maggiore di 7, mentre per strade a volume di traffico più modesto si possono accettare valori di G intorno ai 5.

Tabella 4.5 – Valori grado di limitazione G

Giudizi sull'abbagliamento	Grado di limitazione G
Insopportabile	1
	2
Fastidioso	3
	4
Tollerabile	5
	6
Soddisfacente	7
	8
Inavvertibile	9

Surround ratio

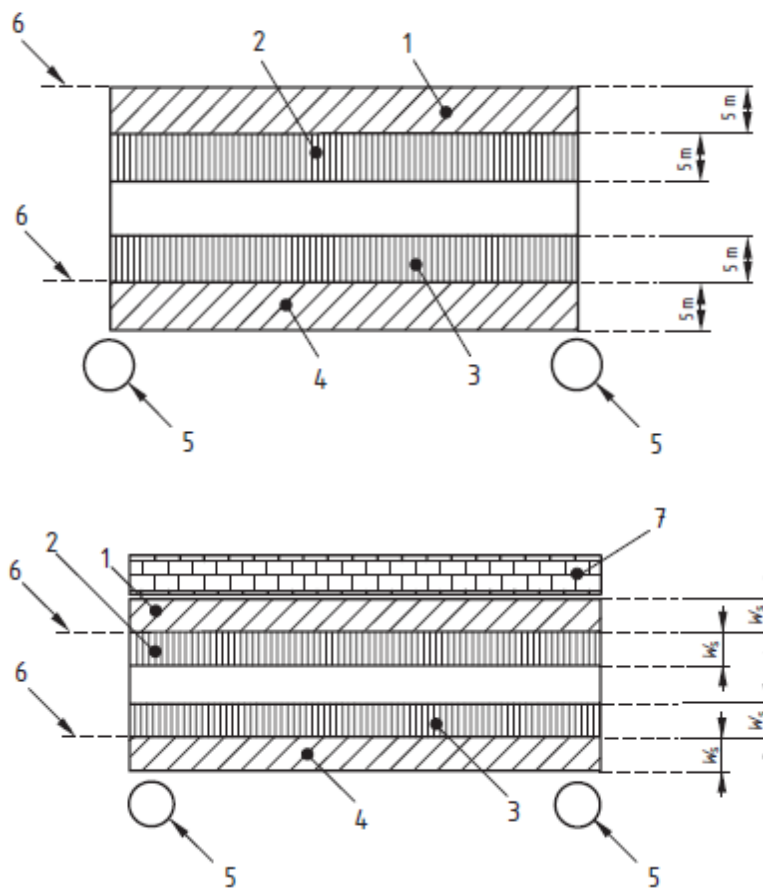
Ai fini della sicurezza occorre garantire una buona visione anche ai bordi del tracciato stradale. La norma EN 13201 prevede un apposito parametro di valutazione, il *Surround Ratio (SR)*, definito come il rapporto tra le somme degli illuminamenti orizzontali medi calcolati in due coppie di

strisce di tracciato a cavallo del margine, cioè nelle zone in cui può esserci presenza di persone o ostacoli.

La larghezza delle quattro bande longitudinali è pari a:

- 5 metri, se la larghezza della strada è superiore a 10 m;
- metà della larghezza della strada, se quest'ultima è inferiore a 10 m (Fig. 4.2 Figura 4. 2);
- alla larghezza della banda libera, quando si sia in presenza di elementi di ostruzione.

Il valore minimo di SR è pari a 0,5 per tutte le classi di strade (Tab. 4.3).



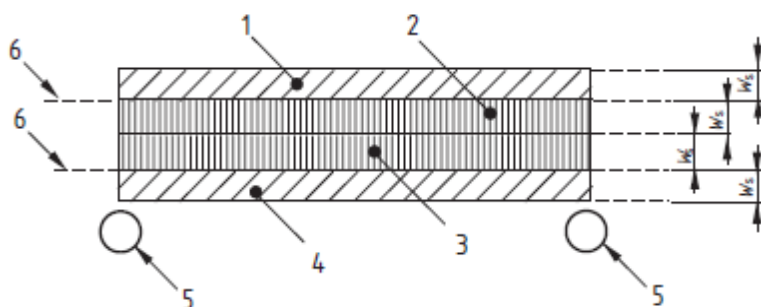


Figura 4. 2 – Dati geometrici per il calcolo del Surround Ratio (Norma EN 13201). Nel primo caso la larghezza della carreggiata supera 10 m; nel secondo è presente un’ostruzione (7); nel terzo la larghezza della carreggiata è inferiore a 5 m: striscia 1 (1), striscia 2 (2), striscia 3 (3), striscia 4 (4), centro luminoso (5), limite o bordo della carreggiata (6), ostruzione (7), larghezza della striscia (W_s)

Visione globale, orientamento e guida visiva

L’opportuna quantità della luce sulle strade garantisce la corretta visione e un buon grado di comfort visivo.

Nell’ambiente urbano l’illuminazione diffusa sui marciapiedi e sulle facciate degli edifici permette di individuare in tempo i pedoni, di comprendere in tempo la logica di manovra di chi è in fase di parcheggio, di orientarsi rapidamente guardando le facciate degli edifici. Si tratta di saldare il progetto dell’illuminazione stradale con quello delle aeree pedonali e dei monumenti, in un solo contesto fisico urbanistico e architettonico.

Nel territorio extraurbano la luce serve a segnalare a distanza tutte le irregolarità e singolarità del tracciato stradale (curve, innesti, incroci, svincoli), aiutando in tal modo il conducente ad individuare facilmente il percorso prima di trovarsi nei punti critici.

Quindi occorre operare l’integrazione illuminotecnica fra il tracciato delle strade, con le loro singolarità, e i centri luminosi. La dislocazione dei centri luminosi deve, da un lato, essere pensata per l’ottimizzazione dei parametri illuminotecnici qualificanti e, dall’altro, comporre uno o più percorsi luminosi che fungano da guida e siano di orientamento, e che abbiano i caratteri di variabilità in funzione delle zone del complesso stradale che richiedono maggior impegno e attenzione da parte dei guidatori.

Il progetto di illuminazione artificiale

I metodi di calcolo impiegati nel progetto di illuminazione artificiale possono ricondursi a due tipi:

- Metodo del flusso totale,
- Metodo puntuale.

Il secondo assume grande rilevanza, soprattutto grazie alla possibilità di impiego in calcoli computerizzati e viene utilizzato, sia per la valutazione in un punto dell’illuminamento, sia della luminanza.

I valori raccomandati su illuminamento, luminanza, uniformità di luminanza, grado di abbagliamento e coefficiente di luminanza, legandoli, fin dove possibile, con i tipi di strada e di schermatura degli apparecchi e con la chiarezza dei manti stradali, dovranno essere valutati e pesati dal progettista in funzione delle situazioni e degli obiettivi concreti che egli incontrerà. si vuole sottolineare che nessun calcolo si potrà sostituire alla sensibilità e all'esperienza del tecnico incaricato di realizzare l'impianto di illuminazione, anche perché in sede esecutiva occorrerà verificare la redditività dell'installazione (confronto economico tra costi d'impianto e oneri di energia e manutenzione). Ad esempio, le curve della Fig. 4.3 mostrano la correlazione esistente tra oneri di energia e manutenzione per ogni metro lineare di strada illuminato, per vari tipi di lampade e per quattro gruppi di strade:

- I. a grande traffico;
- II. a medio traffico;
- III. a scarso traffico;
- IV. a traffico irrilevante.

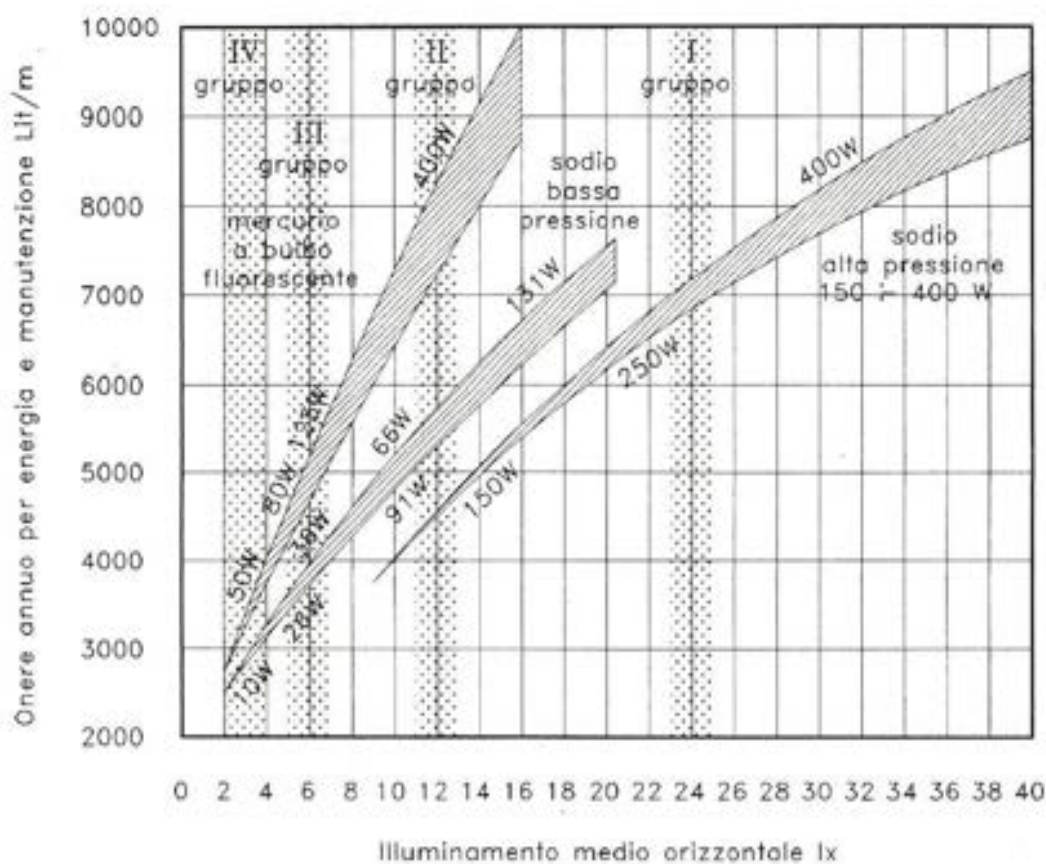


Figura 4.3 – Curve di correlazione tra oneri di energia e manutenzione per ogni metro lineare di strada illuminato per vari tipi di lampade e per quattro gruppi di strade

L'uniformità di illuminamento e di luminanza è comunque garantita solo da un corretto posizionamento dei centri luminosi (altezza, interdistanza, sbraccio e inclinazione, ecc), nei riguardi della sede stradale e del tipo e, potenza e caratteristiche fotometriche della sorgente luminosa prescelta. In Fig. 4.4 sono rappresentate tutte le disposizioni consigliate per l'illuminazione stradale.

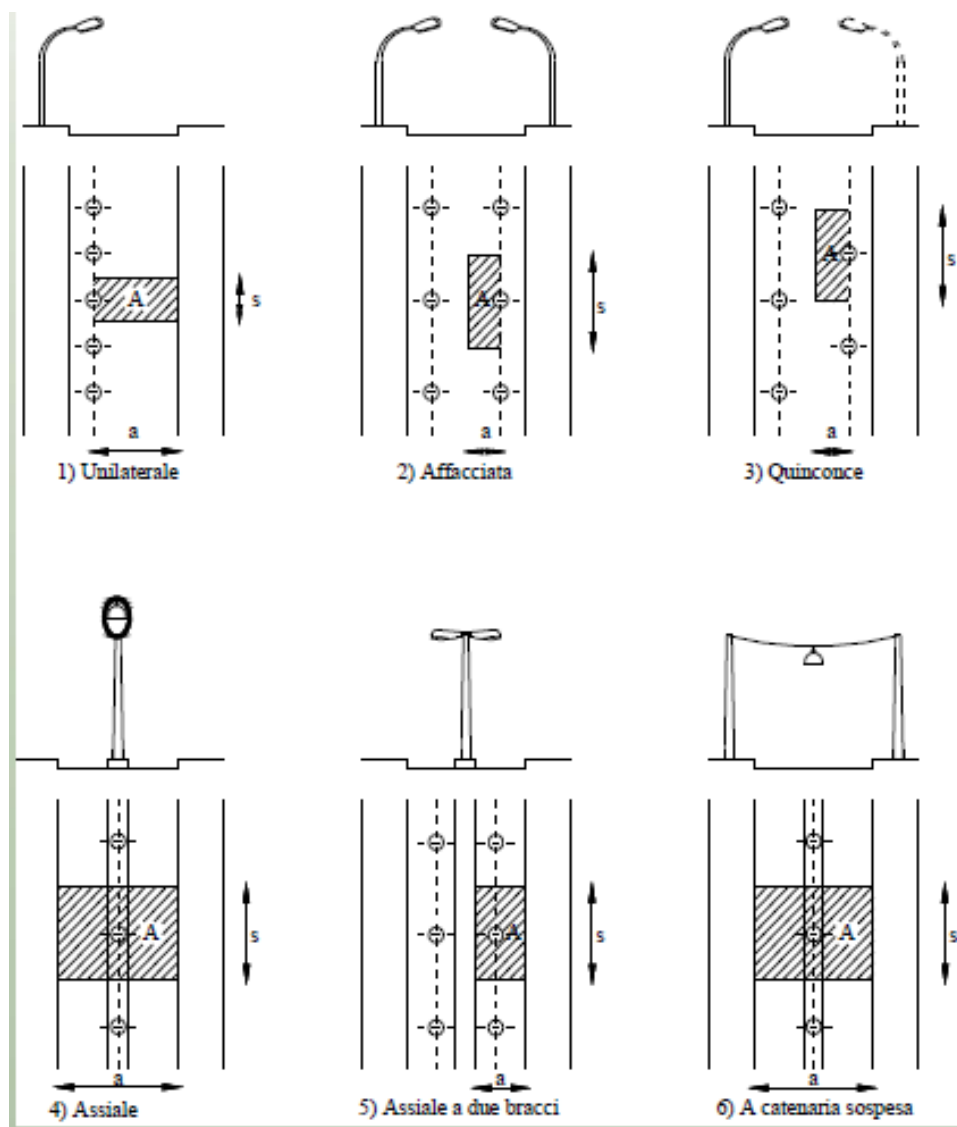


Figura 4.4 – Tipologie di disposizione dei punti luce

Si può osservare che per strade in rettilineo la disposizione dei centri luminosi su un solo lato della carreggiata non è generalmente consigliabile in quanto, sul lato opposto, la luminanza è assai ridotta e può compromettere la visione per contrasto degli ostacoli; tale inconveniente si accentua quando la superficie stradale è bagnata (Fig. 4.5).

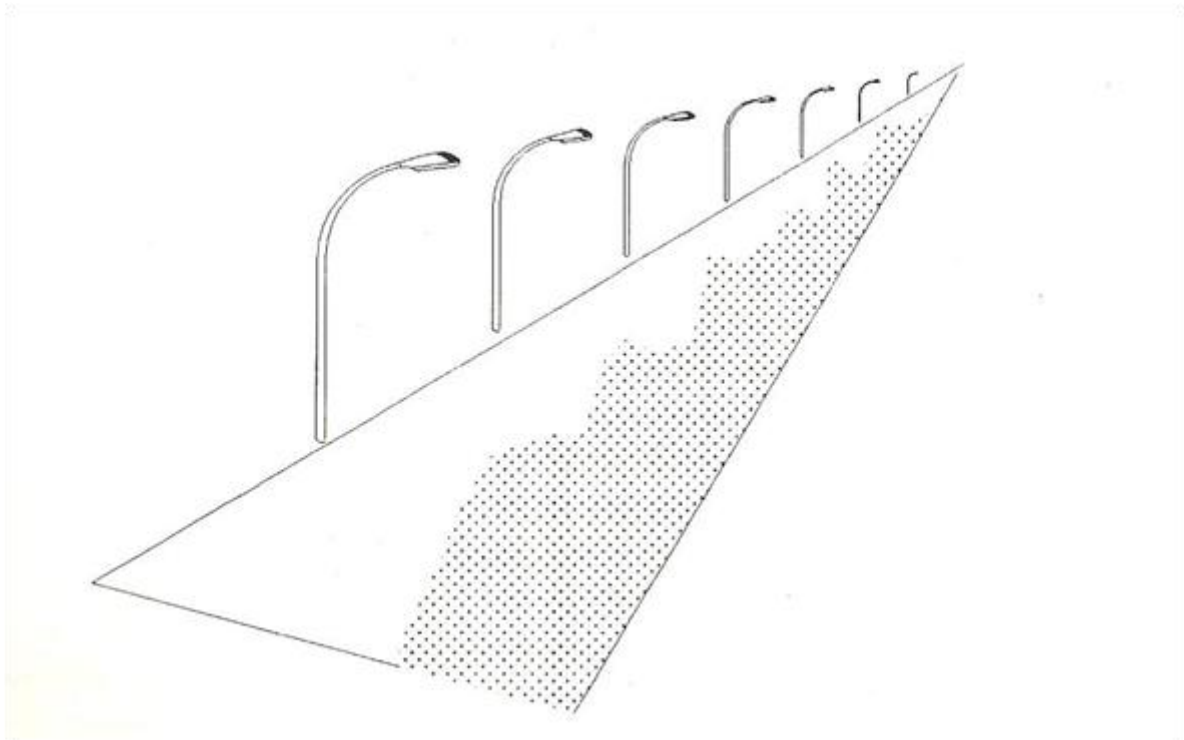


Figura 4.5 – Disposizione laterale in rettilineo con luminanza insufficiente sul lato opposto a quello dei centri luminosi

Nei tratti di strada in curva, la disposizione unilaterale all'esterno della curva è, viceversa, la sola che offra soluzioni ottimali anche perché consente all'automobilista di conoscere in anticipo da che parte deve girare (Fig. 4.6).

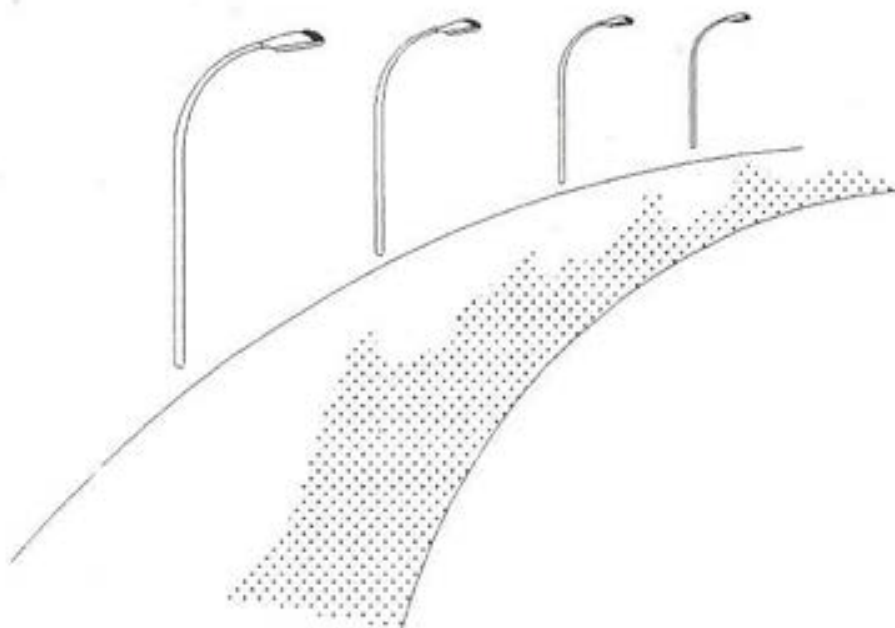


Figura 4.6 – Disposizione unilaterale in curva con luminanza diffusa che sottolinea la variazione di direzione

Per strade in rettilineo di larghezza non eccessiva, la disposizione bilaterale alternata può risultare conveniente. Infatti con questo tipo di disposizione si riesce ad ottenere distanziamenti abbastanza grandi fra i centri luminosi, senza che il livello medio di luminanza e la sua uniformità risultino sensibilmente menomati (Fig. 4.7)

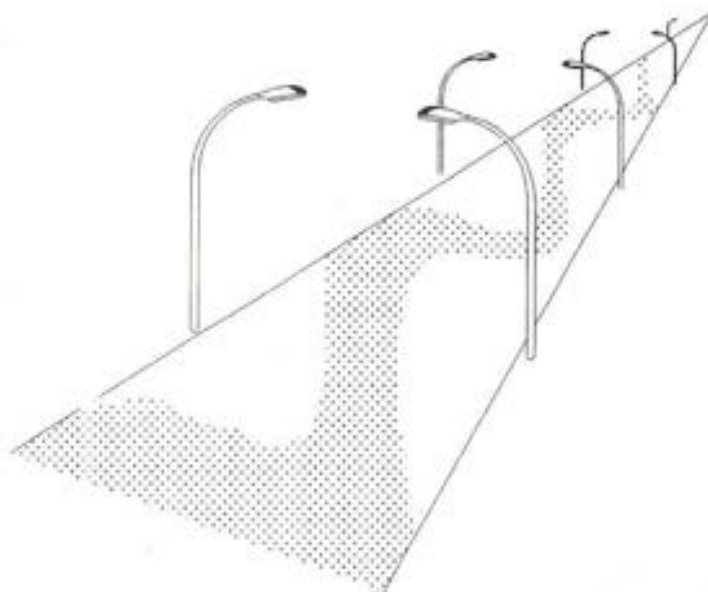


Figura 4.7 – Disposizione bilaterale alternata con luminanza sufficientemente distribuita su tutta la carreggiata stradale

Per strade di notevole larghezza sia in curva che in rettilineo la disposizione più vantaggiosa è quella a centri opposti, anche se risulta la più onerosa sia come costo di primo impianto sia come costo di esercizio.

Per strade di media larghezza, un altro tipo di disposizione dei centri luminosi è quella assiale, in cui i centri luminosi sono appunto sospesi in corrispondenza del centro della strada, ancorati ad una fune tesa longitudinalmente. Questa disposizione, detta “a catenaria”, è stata largamente usata in passato anche se oggi si cerca di non utilizzarla, sia perché i livelli di luminanza in prossimità dei marciapiedi laterali sono bassi e sia perché sono alti i costi di manutenzione dell'impianto.

In mancanza della documentazione fotometrica dell'apparecchio di illuminazione usato, la Tab. 4.6 suggerisce in prima approssimazione l'altezza di installazione H e l'interdistanza I tra i centri luminosi in funzione dei tipi di lampade.

Tabella 4.6 – Altezza di installazione H e interdistanza l tra i centri luminosi in funzione dei tipi di lampade

Lampade		Altezza H dei centri			Interdistanza tra i centri luminosi l
tipo	Finitura ampolla	min.	ottim.	max	
Vapori di mercurio a bulbo fluorescente di sodio alta pressione	diffondente	1,0'	1,2'	1,4'	$\geq 3,5H(4,5H)$
Vapori di sodio alta pressione	trasparente	0,9'	1,1'	1,3'	$\geq 4,0H$
Vapori di sodio bassa pressione	-	1,1'	1,2'	1,3'	$\geq 3,0H$

Le altezze H dei pali sono da scegliersi normalmente fra i seguenti valori unificati (UNI EN 40): 8, 10, 12, 15 m e sono calcolabili in funzione della distanza (l') tra il bordo della carreggiata opposto a quello di installazione dei sostegni e il piede della verticale passante per l'apparecchio illuminante (Fig. 4.8). Per l'altezza H vengono dati, nella Tab. 4.6, tre criteri indicati come minimo, ottimale e massimo. Con il primo si rischia di avere uno scadente valore del fattore di uniformità trasversale della carreggiata; con il secondo si avrà un buon compromesso tra disuniformità e utilizzazione del flusso luminoso; con il terzo si avrà tendenza ad un basso fattore di utilizzazione sulla carreggiata.

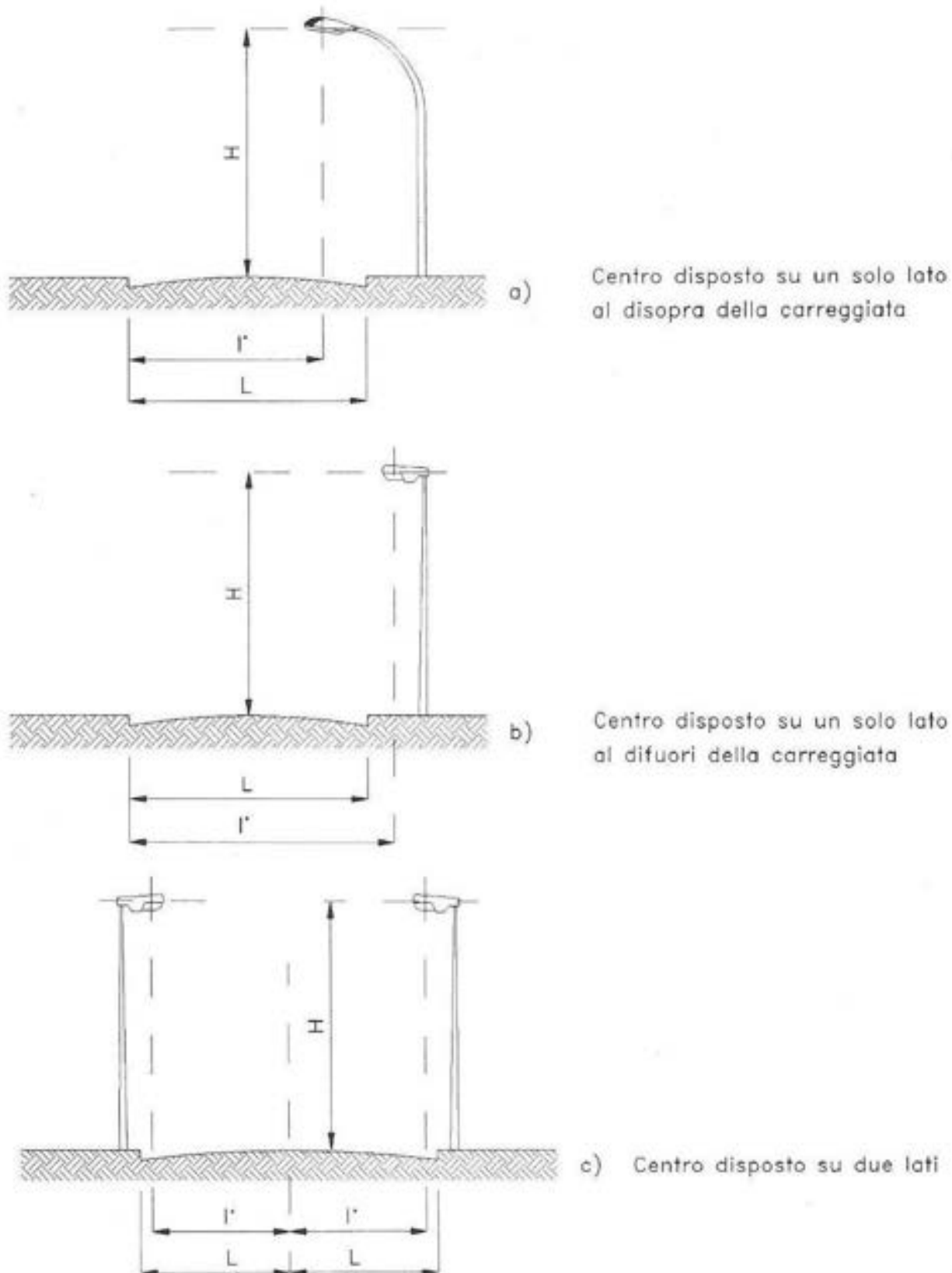


Figura 4.8 - H dei pali calcolabili in funzione della distanza (l') tra il bordo della carreggiata opposto a quello di installazione dei sostegni e il piede della verticale passante per l'apparecchio illuminante

Oramai le ditte costruttrici forniscono il valore del fattore di utilizzazione u (inteso come rapporto tra il flusso utile e quello della sorgente) in funzione dell'altezza H e distinto lato strada e lato marciapiede; oppure in funzione degli angoli (γ_1 e γ_2) tra l'asse verticale dell'apparecchio e le due congiungenti il centro dell'apparecchio con i bordi della carreggiata (Fig. 4.9).

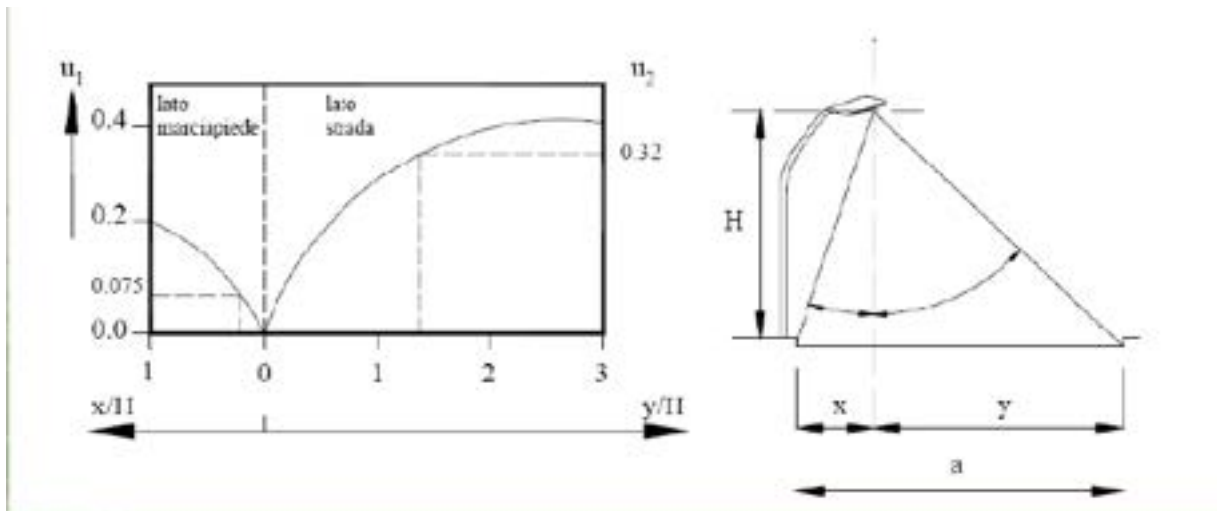


Figura 4.9 – Coefficiente di utilizzazione u

In ogni caso i valori dei due coefficienti di utilizzazione (lato strada e lato marciapiede) devono essere sommati per avere il coefficiente di utilizzazione totale.

Noto u , il valore dell'illuminamento medio con il metodo del flusso totale è dato dalla formula:

$$E_m = \frac{\Phi_t \cdot u}{A} \cdot M$$

dove:

Φ = flusso luminoso emesso da ogni centro luminoso (lm)

u = coefficiente di utilizzazione

M = coefficiente che tiene conto della manutenzione dell'apparecchio (compreso fra 0,6 e 0,8)

A = quota parte della superficie stradale pertinente ad ogni centro luminoso e vale, indicando con L la larghezza della carreggiata e con l l'interdistanza fra i centri:

- $A = l \cdot L/2$ per disposizione a centri affacciati
- $A = l \cdot L$ per disposizione assiale, laterale, a quinconce

In alcuni casi il metodo del flusso totale non è sufficiente a fornire tutti gli elementi necessari per una corretta progettazione. In questi casi si ricorre al metodo puntuale.

V Capitolo

Applicazioni LED – Fotovoltaico

Sistema LED – FV

I risultati ottenuti nell'applicazione della tecnologia a LED con i sistemi di alimentazione fotovoltaica sono ormai consolidati. I risultati derivanti dalle numerose installazioni, infatti, hanno dimostrato come le lampade con ottica a led, sia in termini di luminosità che di efficienza, siano superiori alle tradizionali lampade al sodio.

Queste lampade, potendo funzionare in bassa tensione a 12/24V, ben si adattano ad essere alimentate da pannelli fotovoltaici off-grid, senza l'ausilio di un inverter. Il risparmio energetico può essere assicurato da un'adeguata elettronica di controllo che provvede a ridurre il flusso luminoso, e quindi l'energia assorbita, in funzione delle condizioni ambientali, mediante l'uso ad esempio di sensori crepuscolari. Questo sistema può essere anche programmato in maniera da razionalizzare il flusso luminoso e garantire più giorni di autonomia in caso di scarsa insolazione.

I vantaggi economici sono immediati e tangibili poiché si evitano le opere legate all'allacciamento elettrico quali scavi, posa di cavidotti, cablaggi, ripristini degli asfalti. La posa può essere seguita in qualunque zona senza deturpare l'ambiente circostante. Inoltre la fusione di queste tecnologie permette di illuminare con sicurezza a costi di esercizio praticamente nulli.

Questo sistema trova la sua applicazione nell'illuminazione di parcheggi, strade, giardini pubblici, parchi, piste ciclabili e in tutti quei luoghi in cui economica non è conveniente installare impianti di illuminazione di tipo tradizionale.

Il sistema di illuminazione descritto è costituito dai seguenti componenti (Fig. 5.1):

- Pannello fotovoltaico
- Regolatore di carica e crepuscolare: la carica della batteria da parte del pannello fotovoltaico deve essere controllata e regolata in modo continuo, per evitare eccessiva carica e quindi surriscaldamento degli elementi e dell'elettrolita. Inoltre il regolatore ha la funzione di blocco della carica, qualora la tensione del pannello non sia in grado di caricare la batteria, evitando così il passaggio inverso della corrente nel circuito di carica. Una seconda importante funzione di questa elettronica è la funzione di crepuscolare di precisione, utilizzando il pannello fotovoltaico. Infatti al calar del sole, il pannello riduce la produzione proporzionalmente al valore di illuminamento, fino allo zero durante le ore notturne. Un convertitore interno all'elettronica compara la produzione fino al raggiungimento di una soglia minima impostata. Al raggiungimento, l'elettronica accende in modo automatico la matrice illuminante di led. Analogamente, all'alba l'elettronica verifica il valore di illuminamento e quindi spegne in modo automatico le lampade.

L'elettronica ha anche la funzione di controllore della carica minima della batteria, che in caso raggiungimento del valore impostato, distacca il carico, mantenendo attiva in stand-by tutta l'elettronica.

- Illuminatore a led: lavora a bassa tensione (12V – 24V) quindi in massima sicurezza contro scosse accidentali di alta tensione, ed è completo di alimentatore stabilizzato. Viene montato in un apposito contenitore a cupola semisferica per la protezione agli agenti atmosferici.
- Batteria di accumulo e stoccaggio: può essere collocate sia in un alloggiamento ricavato nel basamento del palo che, per evitare facili vandalismi e problemi di ingombri a terra, vista la dimensione ridotta del pacco batteria, sulla cima di esso. Tale batteria è racchiusa in un contenitore separato in acciaio inox, che ha anche la funzione di supporto regolabile del pannello fotovoltaico.
- Palo di sostegno: Il palo costituisce la struttura portante del lampione fotovoltaico, esso è dimensionato in modo da sostenere i corpi illuminanti ed i moduli fotovoltaici e la relativa spinta del vento. Il palo è inserito in un basamento di calcestruzzo che può essere prefabbricato o realizzato in opera.

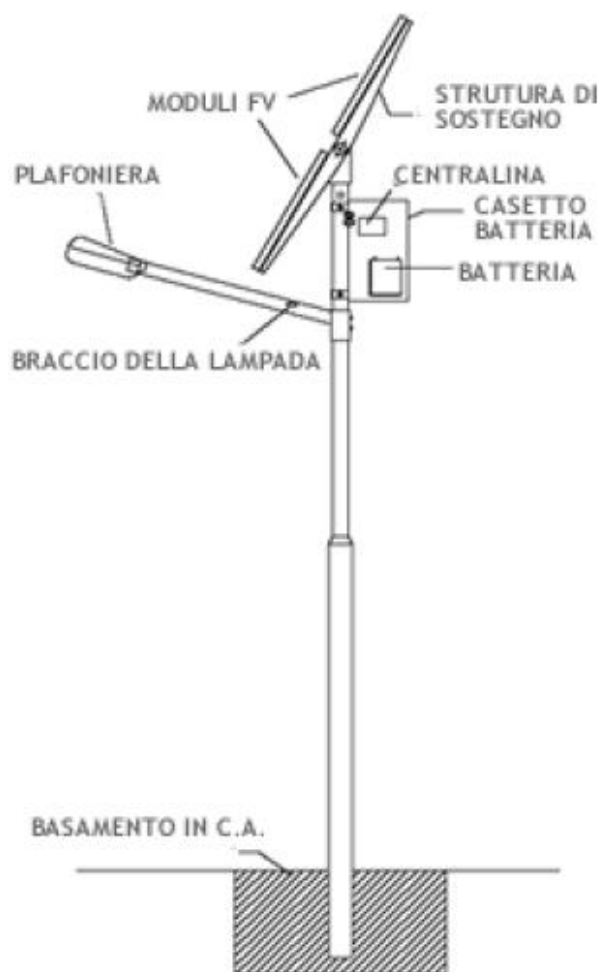


Figura 5.1 - Schema di un lampione solare

In base alle esigenze di illuminazione richieste vengono fornite diverse soluzioni basate sulla potenza della lampada e quindi sul dimensionamento dell'impianto ad isola.

È necessario per la progettazione di questo sistema tenere in considerazione:

- Il valore di insolazione minima del periodo invernale
- La zona di installazione (nord – centro – sud)
- Il consumo energetico dei componenti installati
- L'autonomia in caso di assenza di sole

Esempi applicativi

L'illuminazione pubblica è mediamente la terza voce in bilancio per la maggior parte dei comuni italiani, che riescono difficilmente a tenerne sotto controllo i costi di gestione. Il 50% dei consumi energetici dei singoli comuni e il 45% della manutenzione riguarda proprio la pubblica illuminazione.

L'illuminazione a led alimentata dal fotovoltaico rappresenta una delle soluzioni tecniche che possono mitigare queste problematiche.

Di seguito vengono mostrati alcuni esempi reali significativi.



Figura 5.2 – Rotonda a Vignale di Traversetolo (PR) di giorno (l'impianto fotovoltaico produce mediamente 6300 kWh anno con una mancata emissione di CO₂ nell'atmosfera di 3900 kg/anno, inoltre grazie alla tecnologia LED installata il risparmio energetico immediato è superiore al 50%)



Figura 5.3 – Rotonda a Vignale di Traversetolo (PR) di notte



Figura 5.4 – Lampioni fotovoltaici presso variante di Pilastro Langhirano (Comune di Langhirano)



Figura 5.5 – Lampioni Fotovoltaici presso variante di Selvanizza (Comune di Palanzano)



Figura 5.6 – Lampioni fotovoltaici presso Torchiarolo (Brindisi)



Figura 5.7 – Lampione fotovoltaico Provincia di Rovigo

VI Capitolo

Analisi economico – energetica del sistema integrato

I sistemi di illuminazione a led alimentati dal fotovoltaico stand-alone oltre a rappresentare, la soluzione più semplice dal punto di vista impiantistico, essendo indipendenti dalla rete elettrica, risultano essere anche più economici rispetto a sistemi di illuminazione tradizionale.

Per confrontare economicamente le due soluzioni è necessario distinguere le differenti voci di spesa riferite ad ognuno, come si può vedere in Tab. 6.1.

Tabella 6.1 – Costi di comparazione tra lampione stradale tradizionale e lampione stradale fotovoltaico a LED

DESCRIZIONE MATERIALI E VOCI DI REALIZZAZIONE IMPIANTO	LAMPIONE STRADALE TRADIZIONALE	LAMPIONE STRADALE FV A LED
Palo portante in struttura ferrosa	SI	SI
Impianto di accensione	SI	SI
Corpo Lampada	SI	SI
Scavo medio per plinto	SI	SI
Allacciamento alla rete	SI	NO
Costo energetico	SI	NO
Costo personale controllo	SI	NO
Costo personale assistenza	SI	NO
Costo manutenzione	SI	NO**
Impianto di messa a terra	SI	NO
Accumulatori	NO	SI
COSTI TOTALI STRUTTURE	€ 585,00	€ 1.592,00
** I costi di manutenzione si definiscono irrilevanti in quanto il loro valore percentuale non supera lo 0,5% annuo.		

In Tab. 6.2 vengono analizzati i due casi in esame prendendo in considerazione i costi legati all'esercizio degli impianti per 10 anni. Il sistema di illuminazione a led alimentato da fotovoltaico ha un costo nell'arco dei 10 anni minore del 57% circa rispetto ad un sistema di illuminazione convenzionale. La motivazione di questa notevole differenza è dovuta al fatto che gran parte del costo viene assorbito dall'indipendenza energetica del lampione solare dalla rete elettrica.

A titolo di esempio si può tenere conto si può considerare un normale lampione di pubblica illuminazione rimane acceso, nel centro Italia, circa 4.200 ore all'anno maturando una spesa

energetica pari a circa € 270,00. Considerando il costo del lampione a cui verranno aggiunti tutti gli altri costi e la spesa energetica, maturiamo una spesa di circa € 1.250,00; i costi complessivi di un tradizionale lampione in 10 anni, saranno quindi pari a € 4.100,00.

Tabella 6-2 – Confronto di costi tra un lampione tradizionale e un lampione fotovoltaico a led

LAMPIONE TRADIZIONALE

Lampione Tradizionale comprensivo di costi energetici	€	4.100,00
Costo della manutenzione in 9 anni	€	700,00
TOTALE SPESA in 10 anni	€	4.800,00

LAMPIONE FOTOVOLTAICO

Costo del lampione FV completo	€	1.592,00
Costo scavo e posizionamento	€	150,00
Costo fissaggio CLS	€	20,00
Costo progetto DL collaudo	€	80,00
Costo manutenzione in 9 anni	€	230,00
TOTALE SPESA in 10 anni	€	2.072,00

Per verificare la convenienza economica prendiamo in considerazione un comune di circa 20.000 abitanti, che nell'arco di 8 anni, installa circa 400 pali di illuminazione pubblica; quindi, se si volesse analizzare l'impiego di un 35 % (circa 140) di strutture di illuminazione pubblica con lampioni fotovoltaici a led, per il calcolo dovremmo considerare circa 20 pali/anno. I benefici attendibili dal punto di vista economico, in virtù di applicazioni di strutture alternative quali i lampioni a led fotovoltaici, potrebbero essere di circa:

$$20 \cdot (4.800,00 - 2.072,00) = 54.560,00 \text{ €}$$

Quindi, solo un 35 % di lampioni fotovoltaici sostituiti ai tradizionali lampioni, potrebbero far risparmiare, alle amministrazioni, attente ai problemi energetici – ambientali, circa 54.560,00 € all'anno.

In seguito si riporta la Tab. 6.3 riguardante i consumi energetici stagionali di una lampada tradizionale, che corrispondono al risparmio energetico che si avrebbe con un lampione fotovoltaico autosostenibile.

Tabella 6.3 – Consumi energetici stagionali di una lampada tradizionale

Consumi energetici stagionali di una lampada tradizionale		
Ore di funzionamento media annuale/giorno [h]		10
Costo energetico [€/kW/h]	max	0,215
	min	0,15
Potenza media lampada tradizionale (es. a vapori di sodio) [kW]		0,28
Consumo stagionale della lampada tradizionale [kWh/anno]	Inverno 92gg x 12 h di attività	309,12
	Prim-Aut 181gg x 10 h di attività	506,8
	Estate 92gg x 8 h di attività	206,08
	TOT consumo stagionale	1022
Costo energetico a valore minimo di energia elettrica stagionale [€]		153,3
Costo energetico a valore massimo di energia elettrica stagionale [€]		219,73
Costo energetico medio di energia elettrica stagionale [€]		186,515

In conclusione considerando i benefici economici descritti uniti al ridotto costo della manutenzione i tempi di ammortamento di un lampione fotovoltaico si aggira intorno ai 3 anni.

Riferimenti Bibliografici

- G. Held, *“Introduction to Light Emitting Diode Technology and Applications”*, CRC Press, Broken Sound Parkway (NW), 2009
- E. F. Schubert, *“Light Emitting Diodes”*, II Edition, Cambridge University Press, Cambridge (UK), 2006
- G. Forcolini, *“Illuminazione LED”*, Hoepli, Milano 2008
- D. Scullino, *“Il LED e l’illuminazione”*, Sandit, Albino (BG) 2009
- M. Burmen, F. Pernuš, B. Likar, *“LED light sources: a survey of quality-affecting factors and methods for their assessment”*, Meas. Sci. Technol. 19 (2008) 122002 (15pp)
- CIE publication No. 15 1971 Colourimetry (Vienna: CIE Central Bureau)
- CIE 177–2007 2007 *“Colour Rendering of White LED Light Sources”* (Vienna: CIE Central Bureau)
- CIE 13.3:1995, *“Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources”*
- Y.-C. Chang, C.-J. O, Y.-S. Tsai, F.-S. Juang, *“Nonspherical LED Packaging Lens for Uniformity Improvement”*, Optical Review Vol. 16, No. 3 (2009) 323–325
- C.T. Pan, M.F. Chen, P.J. Cheng, Y.M. Hwang, S.D. Tseng, J.C. Huang, *“Fabrication of gapless dual-curvature microlens as a diffuser for a LED package”*, Sensors and Actuators A 150 (2009) 156–167
- G. Forcolini, *“Lighting”*, Milano, Ed. Hoepli, Milano 2004
- G. Moncada Lo Giudice, A. de Lieto Vollaro, *“Illuminotecnica”*, Ed. ESA, Seconda edizione, Milano 1996
- In collaborazione con GSE, *“Le Guide Blu, Impianti a norme CEI Fotovoltaico”*, 2008
- Groppi, Zuccaro, *“Impianti Solari Fotovoltaici a norme CEI”*, 2008
- Alessandro Caffarelli, Giulio De Simone, *“Sistemi Fotovoltaici: Progettazione e Valutazione Economica in Conto Energia”*, Dicembre 2007
- Andrea Bartolazzi, *“Le Energie Rinnovabili”*, Milano, 2006
- LEGAMBIENTE, *12 Mesi per salvare il pianeta*, Dicembre 2008
- Ramchandra Pode, *“Solution to enhance the acceptability of solar-powered LED lighting technology”*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 1096–1103
- M. Fathi, A. Chikouche and M. Abderrazak, *“Design and realization of LED Driver for solar street lighting applications”*, Energy Procedia 6 (2011) 160–165

A.K. Mukerjee , *“Comparison of CFL-based and LED-based solar lanterns”*, Energy for Sustainable Development Volume XI No. 3, September 2007

http://www.led-technology.it/files/illuminazione_stradale_solare_ed_eolica.pdf

B.J. Huang, P.C. Hsu, M.S. Wu, P.Y. Ho, *“System dynamic model and charging control of lead-acid battery for stand-alone solar PV system”*, Solar Energy 84 (2010) 822–830

B.J. Huang, M.S. Wu, P.C. Hsu, J.W. Chen, K.Y. Chen, *“Development of high-performance solar LED lighting system”*, Energy Conversion and Management 51 (2010) 1669–1675

M.S. Wu, H.H. Huang, B.J. Huang, C.W. Tang, C.W. Cheng, *“Economic feasibility of solar-powered led roadway lighting”*, Renewable Energy 34 (2009) 1934–1938

Edwin Adkins, Sandy Eapen, Flora Kaluwile, Gautam Nair, Vijay Modi, *“Off-grid energy services for the poor: Introducing LED lighting in the Millennium Villages Project in Malawi”*, Energy Policy

Rebecca Lee Hill, Kevin M. Curtin, *“Solar powered light emitting diode distribution in developing countries: An assessment of potential distribution sites in rural Cambodia using network analyses”*, Socio-Economic Planning Sciences