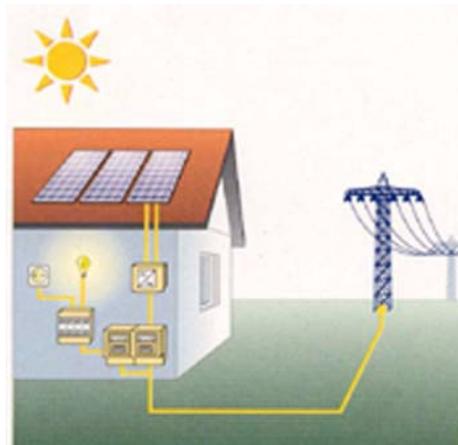


3.4 • FER SOLARE FOTOVOLTAICA

Una delle più interessanti tecnologie per la produzione di energia elettrica su piccola scala è quella delle celle fotovoltaiche. Data la loro versatilità vengono utilizzate da più di vent'anni in applicazioni satellitari e per le telecomunicazioni, attualmente sono entrate nel mercato della generazione elettrica su piccola scala come impianti da collocare sui tetti e da collegare in rete o da utilizzare in sistemi isolati. Sono sistemi che producono 2-5 kW, sufficienti a coprire metà del fabbisogno annuale di un edificio.

La tecnologia fotovoltaica permette di trasformare direttamente l'energia del sole in energia elettrica, sfruttando un fenomeno fisico noto come “effetto fotovoltaico”, in strutture elementari chiamate, appunto, celle fotovoltaiche.



3.4.1 • Conversione fotovoltaica

La conversione fotovoltaica dell'energia solare avviene all'interno delle celle fotovoltaiche. Un tipico esempio di cella fotovoltaica è la cella al silicio realizzata per mezzo di un cristallo di silicio, elemento semiconduttore caratterizzato da 4 elettroni di valenza. All'interno di un semiconduttore i livelli energetici disponibili per gli elettroni di valenza formano due bande distinte: la banda di valenza e la banda di conduzione. Le due bande energetiche sono separate da un'energia E_g che dipende dal particolare semiconduttore considerato.

In un semiconduttore puro (intrinseco), la banda di valenza è completamente occupata dagli elettroni di valenza del materiale; di conseguenza gli elettroni di valenza non possono muoversi sotto l'azione di un campo elettrico esterno ed il materiale risulta non conduttore.

Se il cristallino di semiconduttore viene *drogato* (cioè vengono sostituiti alcuni atomi nella struttura cristallina) con impurezze aventi un numero maggiore di elettroni di valenza (nel caso del silicio si può utilizzare il fosforo che ha 5 elettroni di valenza), gli elettroni di valenza presenti in eccesso vanno ad occupare i primi livelli energetici liberi nella banda di conduzione e possono quindi muoversi liberamente in presenza di un campo elettrico esterno. Il materiale risulta conduttore detto di **tipo n**.

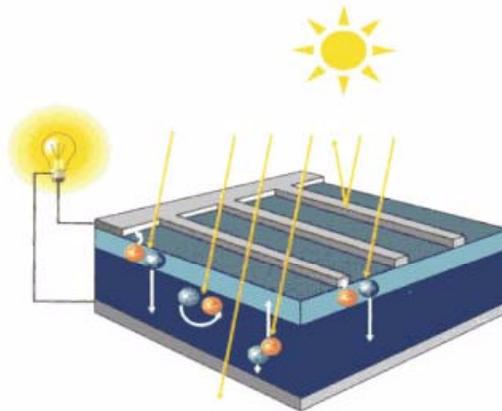
Analogamente, se il cristallo semiconduttore viene drogato con impurezze aventi un numero minore di elettroni di valenza (nel caso del silicio si può utilizzare il boro che ha solo 3 elettroni di valenza), alcuni livelli energetici della banda di valenza non risultano più occupati ed è possibile il moto degli elettroni di valenza in presenza di un campo elettrico esterno (materiale conduttore di **tipo p**).

Una giunzione p-n è costituita da un cristallino semiconduttore in cui sono presenti due regioni con drogaggio differente: una di tipo p ed una di tipo n. Gli elettroni in eccesso nella regione di tipo n migrano nella regione di tipo p dando origine ad una regione di carica spaziale. L'equilibrio viene raggiunto quando il valore del campo elettrico E presente nella regione di carica spaziale è tale da impedire una ulteriore migrazione di elettroni dalla regione di tipo n a quella di tipo p.

Quando un fotone della radiazione solare incide sulla giunzione p-n è possibile che tal fotone venga assorbito dalla giunzione stessa. Se la sua energia pari ad $E_{\text{fotone}} = h \cdot \nu$ (con: $h = 6.626 \cdot 10^{-34}$ J·s costante di Planck e ν frequenza della radiazione in Hz) è superiore alla differenza di energia E_g fra la banda di valenza e quella di conduzione, allora nel processo di assorbimento del fotone

un elettrone passa dalla banda di valenza a quella di conduzione; si ha cioè la formazione di una coppia elettrone (nella banda di conduzione) - lacuna (nella banda di valenza).

Se la formazione della coppia elettrone-lacuna avviene al di fuori della regione di carica spaziale, dopo un certo tempo, l'elettrone, mediante gli urti con gli atomi del reticolo cristallino passerà nuovamente nella banda di valenza senza quindi portare un contributo alla corrente di conduzione. Viceversa, se la formazione della coppia elettrone-lacuna avviene nella regione di carica spaziale, il campo elettrico presente in questa regione agisce sull'elettrone e sulla lacuna con versi opposti; di conseguenza, se il dispositivo è collegato ad un carico elettrico esterno si origina una corrente di conduzione ed avviene la conversione fotovoltaica dell'energia della radiazione solare in energia elettrica.



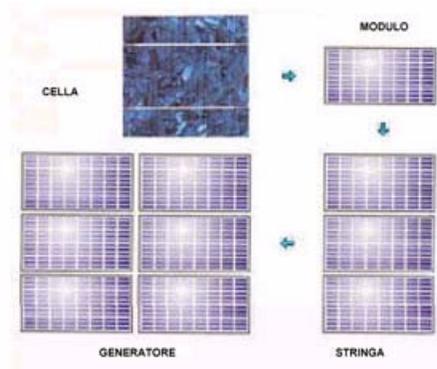
3.4.2 · Celle, moduli, pannelli

La cella costituisce dunque il dispositivo elementare alla base di ogni sistema fotovoltaico per la produzione di elettricità.

La singola cella, di dimensioni intorno ai dieci centimetri, può produrre una potenza da 1 a 2 watt, che risulta insufficiente per applicazioni pratiche. Per accrescere la potenza, più celle sono collegate tra di loro in maniera da costituire un modulo, la cui potenza può variare tra i 50 e i 100 watt. Si tratta di una modesta quantità di energia, che può rappresentare però un importante

miglioramento della qualità della vita per centinaia di milioni di persone attualmente non collegate alla rete elettrica e con ridotte possibilità di esserlo nei prossimi decenni. Analogamente, più moduli possono essere elettricamente collegati per formare un pannello. Più pannelli costituiscono una stringa, e così via fino a realizzare sottocampi e campi di una centrale elettrica multimegawatt.

La modularità e la staticità dei componenti rappresentano due importanti caratteristiche della tecnologia fotovoltaica, che si traducono in elevata flessibilità e affidabilità delle applicazioni finali.

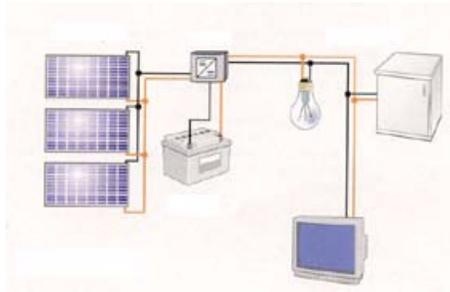


3.4.3 · Tipi di impianti fotovoltaici

Gli impianti FV si distinguono in due categorie principali a seconda del tipo di accumulo utilizzato:

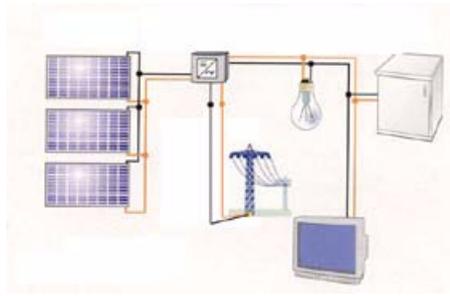
1. **Impianti FV per utenze isolate (stand alone)**, detti anche **ad isola**: questi tipi di impianti solari fotovoltaici producono corrente elettrica, che viene utilizzata per caricare delle batterie, normalmente a 12-24 Volt, in modo da poter utilizzare l'energia elettrica, prodotta dai moduli fotovoltaici, in un qualsiasi momento della giornata. Normalmente questi tipi di impianti sono usati laddove l'Enel non arriva con i propri cavi, quindi baite di montagna, o case in campagna, oppure nel caso ci si voglia staccare completamente o parzialmente dall'Enel. Anche se in realtà, staccarsi completamente dall'Enel, può creare seri

problemi nel momento in cui ci siano guasti, o giornate particolarmente nuvolose, oltre al fatto che comunque, in linea di massima, da un punto di vista ecologico e pratico è più conveniente cedere l'energia prodotta direttamente all'Enel, piuttosto che conservarla in batterie costose e che una volta in disuso diverranno materiale altamente inquinante. Si possono utilizzare lampade, frigoriferi o apparecchiature speciali che, funzionando a 12-24 Volt, non necessitano dell'inverter per funzionare. Altrimenti, se è indispensabile usare corrente elettrica a 220 Volt, bisogna anche installare un inverter, il cui compito è di trasformare la corrente delle batterie in corrente alternata a 220 Volt.



2. **Impianti FV con connessione alla rete elettrica Enel (grid connected):** questi tipi di impianti solari fotovoltaici producono corrente elettrica che viene immessa, una volta convertita in corrente alternata a 220 Volt, nella rete Enel. Questo avviene attraverso un contatore speciale installato dall'Enel: in questa maniera non si ha bisogno di costose batterie per conservare l'energia elettrica prodotta, ma si può riprendere dall'Enel in qualsiasi momento, pagando solo la differenza tra quella prodotta e quella consumata. Scambiare corrente con l'Enel ha un costo di circa 30 Euro l'anno, perchè questo è il costo per il noleggio del contatore di acquisto dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici. Quindi come soluzione non è molto dispendiosa, se si considera che invece fornirsi di batterie può costare facilmente anche 1.000 Euro, oltre alle problematiche di

usura delle batterie stesse, che hanno una vita di circa 10-15 anni. Dotarsi di batterie è abbastanza sconsigliato anche perchè purtroppo le batterie saranno cariche al massimo durante i mesi estivi, quando magari non si necessita di molta energia elettrica, o si è in vacanza, mentre faranno fatica a caricarsi durante i mesi invernali, proprio quando serve più energia nell'abitazione.



3.4.4 · Tipi di celle fotovoltaiche

Le celle fotovoltaiche vengono attualmente fabbricate, per la quasi totalità, a partire dal silicio, elemento molto abbondante in natura.

Le principali tecnologie di produzione delle celle si possono suddividere in due grandi classi:

- Celle tradizionali, o di prima generazione, caratterizzate da spessori elevati (circa 0,2-0,5 mm);
- Celle di seconda generazione, dette “a film sottile”, caratterizzate da spessori molto piccoli (tra 10 e 100 μm).

Sia le prime che le seconde hanno come costituente principale il silicio, in forma mono o policristallina o amorfa; le seconde possono inoltre essere basate anche su altri materiali (rame, selenio, cadmio, tellurio, gallio e zolfo).

➤ **Le celle tradizionali (di prima generazione):**

I vantaggi delle celle tradizionali risiedono, essenzialmente, nel fatto che la tecnologia per la loro produzione è ormai acquisita e che impianti produttivi anche abbastanza importanti sono già stati realizzati; esiste, quindi, una forte spinta commerciale alla loro diffusione, che si prevede durerà ancora alcuni anni.

L'efficienza realizzabile con moduli commerciali di questo tipo variano tra il 10 ed il 17%, con prezzi che variano circa dai 500 ai 1000 Euro/m², a seconda del materiale di base utilizzato (i prezzi non comprendono il montaggio). Un difetto di queste celle è, invece, che, stante la loro rigidità, necessitano di telai appositi per essere installate e soprattutto non sono flessibili, precludendo così la loro applicazione su superfici curve.

- *Silicio amorfo*: Il silicio amorfo è il costituente dei moduli fotovoltaici più economici, con il minor rendimento e, purtroppo, anche soggetti a un degrado dello stesso nel tempo. Questo tipo di pannello fotovoltaico si presenta come una lastra di vetro grigio/bluastro di colore uniforme avente spessore di pochi millimetri ed è il meno costoso tra quelli di prima generazione (il costo per ogni watt producibile con questa tecnologia è del 25-40% inferiore rispetto alle tecnologie mono e policristalline). Il rendimento di pannelli basati su questo materiale va dal 6 al 10% circa, ma nei primi due mesi di vita esso diminuisce di circa il 20%, per poi avere un degrado delle prestazioni contenuto entro un altro 20% nei successivi 20 anni di funzionamento. Il basso rendimento rispetto agli altri materiali richiede l'installazione di un numero abbastanza alto di pannelli per sopperire alle esigenze energetiche di un utilizzatore medio, ma, disponendo di un tetto abbastanza ampio, il problema è marginale. Un altro vantaggio dei moduli a silicio amorfo è legato al fatto che, durante le giornate nuvolose, ombreggiate, o nelle ore serali e mattutine, si ottengono dei rendimenti superiori rispetto a quelli basati su silicio mono e policristallino. I pannelli solari a silicio amorfo sono quindi indicati per zone in cui spesso sono presenti nuvole od ostacoli fisici che generano ombre.
- *Silicio mono e policristallino*: Il rendimento globale di un pannello solare in silicio monocristallino è di circa il 13-17%, mentre quello di un pannello solare in silicio policristallino è di circa il 12-14%. Quindi a parità di spazio, rispetto al modulo solare in silicio amorfo, si hanno dei rendimenti doppi o quasi tripli. I moduli in silicio mono e policristallino sono, comunque, nettamente più costosi, quindi il costo per ogni watt producibile con questa tecnologia rimane superiore a quello dei moduli in silicio amorfo. Occorre, inoltre, considerare che per produrre questi tipi di

moduli viene spesa molta energia e, quindi, ogni modulo impiega anche 3-6 anni (contro i circa 2-3 anni del prodotto in silicio amorfo) per restituire la sola energia che è stata impiegata per essere prodotto, mentre nell'arco della sua vita ne produrrà 4-8 volte di più (ovvero circa il 30% in meno dei moduli in silicio amorfo). Un altro difetto della tecnologia è legato a una sostanziale diminuzione del rendimento in caso di ombre particolari che coprano anche una piccola porzione del modulo, o nel caso di nuvole, o ancora durante le ore serali o della mattina presto. Una qualità importante di questi tipi di pannelli fotovoltaici è, invece, l'ottima stabilità del rendimento, che rimane costante e garantito nel tempo anche per 25 anni; producendo più energia a parità di m² occupati ottimizzano, quindi, lo spazio disponibile.

➤ **Celle a film sottile:**

Come detto in precedenza, le celle tradizionali sono caratterizzate da spessori intorno ai decimi di millimetro, cosa che conferisce loro una discreta rigidità strutturale. Questa caratteristica, se da un lato permette di realizzare celle aventi buona robustezza meccanica (a parte il problema della fragilità), fa sì che le stesse non siano utilizzabili su superfici curve. Inoltre, queste celle sono costituite da silicio, ovvero un materiale effettivamente molto abbondante sulla Terra, ma che al grado di purezza (in gergo “grado elettronico”) richiesto per la preparazione delle celle fotovoltaiche entra in competizione diretta con l'industria dei semiconduttori. In effetti, il materiale di partenza delle celle è generalmente il silicio scartato dalla lavorazione dei semiconduttori e mediante questo meccanismo possono essere abbattuti i costi di realizzazione. In periodi di grande richiesta del mercato di semiconduttori (e quindi di carenza di silicio di alto grado elettronico sul mercato), però, le stesse industrie riutilizzano questi scarti, riducendone drasticamente la disponibilità sul mercato e imponendo ai produttori di celle la necessità di reperire silicio di purezza adeguata sul mercato normale, a prezzi decisamente superiori.

In questo quadro le celle a film sottile sono unanimemente considerate l'evoluzione naturale delle celle fotovoltaiche, sia perché consentono l'impiego di quantità di materiale nettamente inferiore rispetto alle celle fotovoltaiche di prima generazione (spessori 10-100 volte inferiori) sia perché, per sopperire allo

scarso coefficiente di assorbimento del silicio, che con spessori così ridotti non riuscirebbe a utilizzare una frazione apprezzabile dell'energia solare, sono stati studiati e utilizzati altri materiali con risultati più promettenti. Inoltre, la possibilità di realizzare questo tipo di celle su diversi substrati (vetro, plastica, metallo) apre la possibilità di razionalizzare anche il taglio delle stesse, uno step produttivo che nei dispositivi tradizionali è fonte di rotture e perdita di materiale.

- *Celle al silicio policristallino*: Attraverso tecniche di intrappolamento ottico, il silicio può essere utilmente impiegato anche per produrre celle a film sottile. Le efficienze fin qui ottenute con questo tipo di celle vanno dal 10 al 17% per modelli basati su silicio policristallino, con una discreta stabilità di rendimento nel tempo, e alcune aziende hanno già immesso i primi modelli sul mercato.
- *Celle al silicio amorfo*: Le efficienze fin qui ottenute con film sottile di silicio amorfo sono intorno al 6-7%, in linea con le efficienze delle celle tradizionali costituite dallo stesso materiale. Sono allo studio (e in alcuni casi già sul mercato) accoppiamenti in pila tra più celle (fino a tre) al silicio amorfo, oppure tra celle al silicio amorfo e altri tipi, allo scopo di aumentare sensibilmente il rendimento dell'insieme.
- *Celle al cadmio-tellurio*: Il tellurio di cadmio è uno dei materiali più promettenti per la preparazione di celle a film sottile, in quanto il suo spettro di assorbimento è quasi coincidente con quello di emissione nel visibile del sole. Celle ad elevata efficienza (fino al 19%) sono state prodotte in laboratorio, mentre celle con efficienza intorno al 12% sono in produzione in vari impianti. A livello di impatto ambientale, però, esistono diverse preoccupazioni per la natura tossica del cadmio; inoltre, è già stato calcolato che le risorse terrestri di tellurio non sarebbero sufficienti ad assicurare materiale per soddisfare il 10% delle necessità energetiche del pianeta (alle attuali efficienze).
- *Celle contenenti rame (CIS e CIGS)*: Materiali a base di rame e indio sono impiegati nelle celle cosiddette CIS (copper indium selenide) e CIGS (copper indium gallium selenide). Le efficienze raggiunte da questi dispositivi sono ragguardevoli, fino al 19% in laboratorio, con moduli commerciali già in produzione aventi efficienza superiore al 10%.

- *Celle nanocristalline sensibilizzate da coloranti organici*: Questo tipo di celle presenta un concetto di base differente da quelle dei tipi precedenti, ovvero l'uso di una interfaccia diffusa e tridimensionale (non più, quindi, planare come in tutti i casi finora descritti) tra il materiale elettron-donatore e quello elettron-accettore. Il materiale elettron-donatore, inoltre, è di tipo organico (un cromoforo contenente un metallo di transizione) e il funzionamento della cella si basa su meccanismi di trasporto di carica in parte elettrochimici. L'efficienza di questi dispositivi è abbastanza elevata, intorno al 12-13%, e il costo potenzialmente ridottissimo, ma hanno il limite (per il momento) di richiedere al loro interno un polielettrolita liquido, che mal si concilia con aspetti industriali di una eventuale produzione di massa.
- *Celle basate su materiali organici*: Negli ultimi anni si è avuto un forte impulso verso lo studio di celle realizzate a partire da materiali organici, che hanno, rispetto agli inorganici, il pregio di essere facilmente "disegnabili" a tavolino, seguendo le esigenze funzionali delle applicazioni a cui sono destinati, nonché il potenziale per produzioni ad alta efficienza e basso costo. I vari approcci fin qui affrontati hanno portato ad efficienze non più alte del 6%, limite dovuto alle basse mobilità dei portatori di carica nei materiali organici; tuttavia grazie alla versatilità strutturale degli stessi e allo sforzo profuso nel campo da sempre più gruppi di studiosi, i progressi nel campo stanno facendosi rapidi, sia per quanto riguarda le efficienze che la comprensione dei fenomeni elettronici che avvengono nei dispositivi.

3.4.5 · KIT fotovoltaici

I KIT sono sistemi fotovoltaici completi di tutte le componenti necessarie per il loro corretto funzionamento, corredati da scheda tecnica e istruzioni per l'assemblaggio.

L'utilizzo di KIT nella progettazione e l'installazione di impianti fotovoltaici presenta numerosi vantaggi:

1. semplifica la fase progettuale riducendone i costi e la possibilità di errori;

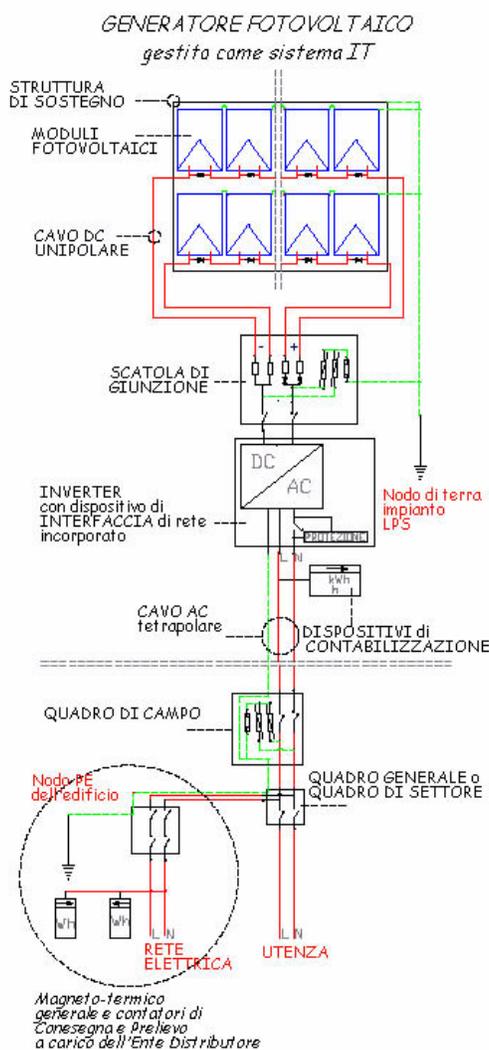
2. semplifica la fase di installazione garantendo una realizzazione degli impianti a regola d'arte;
3. semplifica la procedura di fornitura dei materiali riducendone i costi;
4. offre maggiori garanzie all'utente finale garantendo contemporaneamente i moduli, il gruppo di conversione, la compatibilità di funzionamento tra le varie componenti e una corretta installazione.

La creazione di un catalogo informatico di KIT fotovoltaici contribuisce, quindi, ad una maggiore diffusione della tecnologia tra i progettisti e gli installatori consentendo al contempo una maggiore affidabilità degli impianti a vantaggio degli utenti finali.

Le componenti principali contenute in un KIT fotovoltaico sono:

- ❖ *Moduli fotovoltaici.*
- ❖ *Cavo elettrico* unipolare, a doppio isolamento e resistente ai raggi ultravioletti: per connettere tra loro i moduli a formare delle stringhe e per connettere le stringhe alla scatola di giunzione o all'inverter.
- ❖ *Scatola di giunzione:* contiene le protezioni lato DC e funge da interfaccia tra le stringhe e l'inverter. Le protezioni lato DC sono costituite da diodi di blocco o fusibili (1 per stringa) che impediscono l'inversione di polarità (questi non sono strettamente necessari se le stringhe non sono soggette ad ombreggiamento), varistori e/o scaricatori per la protezione da sovratensioni atmosferiche, da fusibili e sezionatori DC o magnetotermici DC per la protezione da sovracorrenti e disconnessione delle stringhe. La scatola di giunzione o parte delle protezioni lato DC spesso è contenuto nell'inverter stesso.
- ❖ *Inverter* a commutazione forzata con modulazione a larghezza di impulsi (PWM - Pulse With Modulation): è in grado di operare in modo completamente automatico e contenente al suo interno uno o più inseguitori del punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (MPPT - Maximum Power Point Tracker) e il dispositivo di interfaccia di rete (a norma CEI 11-20) contenente le protezioni lato AC (interrompe l'immissione di corrente sia se la tensione o la frequenza della corrente immessa differiscono da quelle di rete oltre i limiti accettati dalla normativa vigente sia se viene isolato il ramo di rete a cui è connesso l'inverter).

- ❖ *Dispositivi di contabilizzazione* sia dell'energia prodotta (cumulata) sia le ore totali di funzionamento: questi dispositivi sono il più delle volte contenuti nell'inverter stesso.
- ❖ *Cavo elettrico tetrapolare*: per la connessione dell'inverter al quadro elettrico generale o di settore.
- ❖ *Struttura di sostegno* dei moduli: adatta per posizionamento su copertura piana o per posizionamento su tetto a falda (sia in retrofit sia in integrazione).



I moduli, il cavo e la scatola di giunzione formano il *Generatore Fotovoltaico* ovvero un generatore di corrente continua che in questo caso viene gestito come sistema IT (con nessun polo connesso a terra).

L'inverter con il dispositivo di interfaccia di rete e i dispositivi di contabilizzazione formano il *Gruppo di Conversione* che converte la corrente continua prodotta dal Generatore Fotovoltaico in corrente alternata con frequenza e tensione pari a quelle della corrente di rete.

Il gruppo di Conversione deve essere connesso a valle o del *Quadro Generale* o del *Quadro di Settore* contenente il magneto-termico differenziale per la protezione dell'utenza.

Tra il Gruppo di Conversione e il Quadro Generale o di Settore si consiglia di installare il *Quadro di Campo* contenente un magneto-termico bipolare (per la disconnessione del generatore FV) ed eventualmente le protezioni da sovra-tensione di rete (varistori e/o scaricatori). In questa maniera è possibile isolare il generatore fotovoltaico senza interrompere il prelievo dalla rete (tramite l'interruttore magnetotermico nel quadro di campo) oppure isolare l'utenza senza interrompere la consegna dell'energia prodotta dal generatore fotovoltaico (tramite l'interruttore magnetotermico differenziale nel quadro generale o di settore).

Infine, se sull'edificio non è stato installato LPS (sistema di protezione contro i fulmini) allora la struttura di sostegno e la cornice dei moduli del Generatore Fotovoltaico non devono essere connessi a terra a meno che non si tratti di impianti staccati dall'edificio stesso e posizionati in una zona isolata. Se viceversa l'edificio è dotato di LPS allora la struttura di sostegno e la cornice dei moduli vanno collegate al nodo di terra del LPS.

Parallelo di più KIT fotovoltaici

Per ottenere dall'impianto FV una potenza maggiore della potenza di ciascun Kit è possibile connettere in parallelo 2 o 3 Kit. In questo caso bisogna tenere conto che la normativa vigente impone le seguenti modalità di immissione in rete:

- 1) per impianti FV con potenza nominale *minore o uguale a 5 kWp* la connessione dell'impianto alle rete elettrica può essere sia di tipo Monofase che di tipo Trifase.

- 2) per impianti FV con potenza nominale *maggiore di 5 kWp* la connessione dell'impianto alle rete elettrica deve essere esclusivamente di tipo Trifase.

Inoltre, sebbene ciò non sia esplicitamente imposto dalla normativa, per il collegamento in rete di sistemi fotovoltaici con più inverter, l'Enel prescrive l'installazione di un ulteriore quadro di interfaccia di rete omologato CEI 11.20 (in aggiunta alle protezioni già contenute nei singoli inverter). La funzione di questo quadro è quella di eseguire il monitoraggio della tensione e della frequenza di rete e di operare l'apertura del dispositivo di interfaccia (contattore) qualora si manifestino condizioni anomale rispetto a quelle fissate dalle norme.

Per gli impianti in monofase (parallelo di 2 Kit) nel quadro di interfaccia è previsto l'impiego di un solo circuito che determina l'apertura di un contattore bipolare.

Per gli impianti in trifase (parallelo di 3 Kit), l'interfaccia è costituita da tre circuiti distinti collegati ognuno tra una fase e il neutro, in modo completamente indipendente; l'intervento di uno dei tre circuiti determina l'apertura di un contatto ausiliario che a sua volta causa l'apertura di un relè, sconnettendo l'impianto dalla rete. Nel momento in cui si ripristinino le condizioni normali di funzionamento, il circuito dopo aver atteso un tempo prefissato, determina la richiusura del dispositivo e permette l'automatico riavviamento degli inverter.

Normalmente il voltaggio standard di fornitura dell'energia elettrica è 230 Volt/monofase - 400 Volt/ trifase, tuttavia esiste ancora la possibilità che in determinate località si verifichi una fornitura del tipo 127 Volt/monofase -220 Volt/trifase. Quindi mentre nel primo caso per realizzare un impianto FV in trifase bisognerà connettere tre inverter a "**Stella**", nel secondo caso la connessione dovrà essere eseguita a "**Delta**" (tale peculiarità dovrà essere specificata al rivenditore, al momento dell'acquisto del quadro di interfaccia di rete).

Posizionamento del KIT fotovoltaico

L'energia elettrica producibile in un anno da un impianto fotovoltaico è direttamente proporzionale alla radiazione solare annualmente incidente

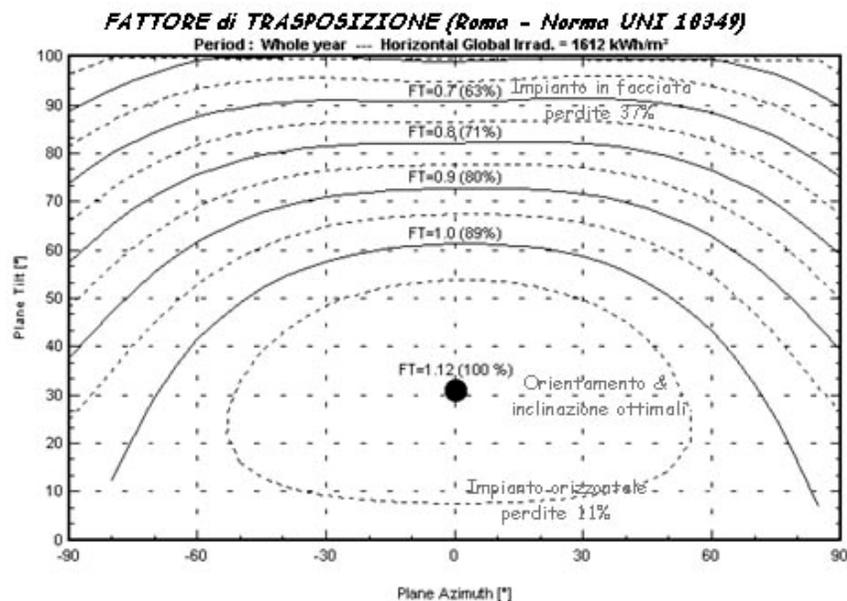
sull'impianto. Quindi l'orientamento e l'inclinazione ottimali dei moduli devono essere tali da massimizzare tale radiazione:

- 1) l'**orientamento ottimale** è il Sud;
- 2) l'**inclinazione ottimale** è invece dipendente dalla latitudine delle località in cui l'impianto viene installato, tuttavia in media in Italia si può assumere pari a **30°**.

Si definisce il *FATTORE DI TRASPOSIZIONE* come il rapporto tra l'energia solare incidente annualmente su di un piano differentemente orientato e inclinato e quella incidente sul piano orizzontale.

Prendiamo come esempio la città di Roma in quanto riproduce discretamente la situazione media italiana, la figura qui sotto riportata ci mostra l'andamento del Fattore di Trasposizione in funzione dell'orientamento (angolo di azimut) e dell'inclinazione (angolo di tilt) dei moduli.

Tale figura ci aiuta a stimare la perdita di energia che si deve mettere in conto qualora l'orientamento e l'inclinazione dei moduli differiscano da quelli ottimali (FT=1,12).

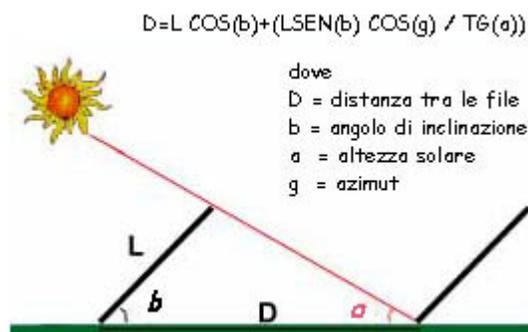


Vediamo che se l'orientamento e l'inclinazione dell'impianto rimangono all'interno della prima linea tratteggiata si ottiene una perdita di energia prodotta inferiore a 5%.

Nel posizionamento dei Kit fotovoltaici, infine risulta fondamentale tenere conto dei possibili *ombreggiamenti* sull'impianto che si possono verificare durante il periodo dell'anno. I generatori fotovoltaici, infatti, sono estremamente sensibili a questo fenomeno: l'ombreggiamento anche solo di una piccola parte dell'impianto può ridurne drasticamente la produzione.

Purtroppo la stima degli effetti dell'ombreggiamento sulla produzione energetica annuale di generatori fotovoltaici è estremamente complicato e può essere effettuato solo con l'ausilio di software specialistici. Occorre quindi, in fase di progetto o installazione, posizionare l'impianto in maniera che questo non sia soggetto ad ombreggiamenti (soprattutto nel periodo primaverile ed estivo quando la produzione è massima), anche a costo di dover rinunciare all'orientamento o all'inclinazione ottimale.

Quando tuttavia si ha a disposizione una superficie piana e ci si trova a dover posizionare i moduli su diverse file, l'auto-ombreggiamento di una fila sulla fila successiva non è in alcun modo evitabile. In questo caso si dovrà ottimizzare la distanza tra le file in maniera che gli effetti dell'auto-ombreggiamento sulla produzione energetica annuale siano minimi.



Inserendo nella formula riportata qui sopra i valori relativi alla lunghezza dei moduli FV (L), dell'angolo di orientamento rispetto al Sud delle file (angolo di azimuth del Sole g , cioè angolo tra la direzione orizzontale del sole ed una direzione di riferimento, solitamente il Nord), dell'angolo di inclinazione dei moduli (angolo di tilt b) e dell'altezza solare critica ($a = 20^\circ$), si ottiene la *distanza ottimale tra le file* (D). In questo modo si assicura la completa assenza di ombreggiamento quando il sole si trova ad altezza solare maggiore 20° sull'orizzonte, e le perdite di energia sono molto limitate.

In pratica se ci si trova a dover installare su di una superficie piana un impianto fotovoltaico con i moduli disposti su più file orientate a Sud e inclinate a 30° allora la distanza ottimale tra la base di una fila e quella della fila successiva sarà: $D = (0,86+1,37) L = (9/4) L$. In questo caso, quindi, sarà possibile installare una superficie captante non maggiore del 45% della superficie piana disponibile.

3.4.6 · Stima dell'energia producibile e dimensionamento di massima

L'energia elettrica producibile annualmente da un impianto fotovoltaico di potenza nominale unitaria viene detto *indice di produzione* (Final Yield) e dipende dai seguenti fattori:

- l'Energia Solare media annua incidente su di un metro quadro di superficie orizzontale nella località dove si desidera installare il kit: H_0 (kW/mq/anno). Per le principali città italiane il valore di H_0 è riportato nella Norma UNI 10349.
- il Fattore di Trasposizione che tiene conto dell'orientamento (g), dell'inclinazione (b): $FT(g,b)$. Sebbene questo fattore dipenda anche dalla latitudine, per l'Italia possiamo assumere come suo valore medio quello relativo alla città di Roma sopra riportato.
- il Performance Ratio, cioè l'efficienza complessiva di tutti i dispositivi necessari al funzionamento dell'impianto (moduli FV esclusi) in condizioni reali di funzionamento: PR . Di questa grandezza si può dare una stima inferiore pari al 75%, limite di efficienza fissato dai bandi pubblici di finanziamento.

Quindi, fissata la località, l'inclinazione e l'orientamento e ipotizzato un PR medio annuo, una stima orientativa dell'Indice di Produzione (Y_f) si otterrà facilmente come segue:

$$Y_f = PR * FT(g,b) * H_0 \text{ (kWh/kWp/anno)}$$

Se il Kit non è soggetto ad ombreggiamento, allora l'energia producibile dall'impianto in un anno non sarà altro che l'indice di produzione moltiplicato la potenza nominale del Kit:

$$E_{fv} = P_n * Y_f \text{ (kWh/anno)}$$

Se l'impianto è soggetto ad ombreggiamento allora il valore precedentemente trovato dovrà essere moltiplicato per un fattore, detto fattore di soleggiamento, che tenga conto dell'influenza delle ombre sull'energia incidente. Purtroppo per calcolare tale fattore bisogna ricorrere a software specifici di calcolo.

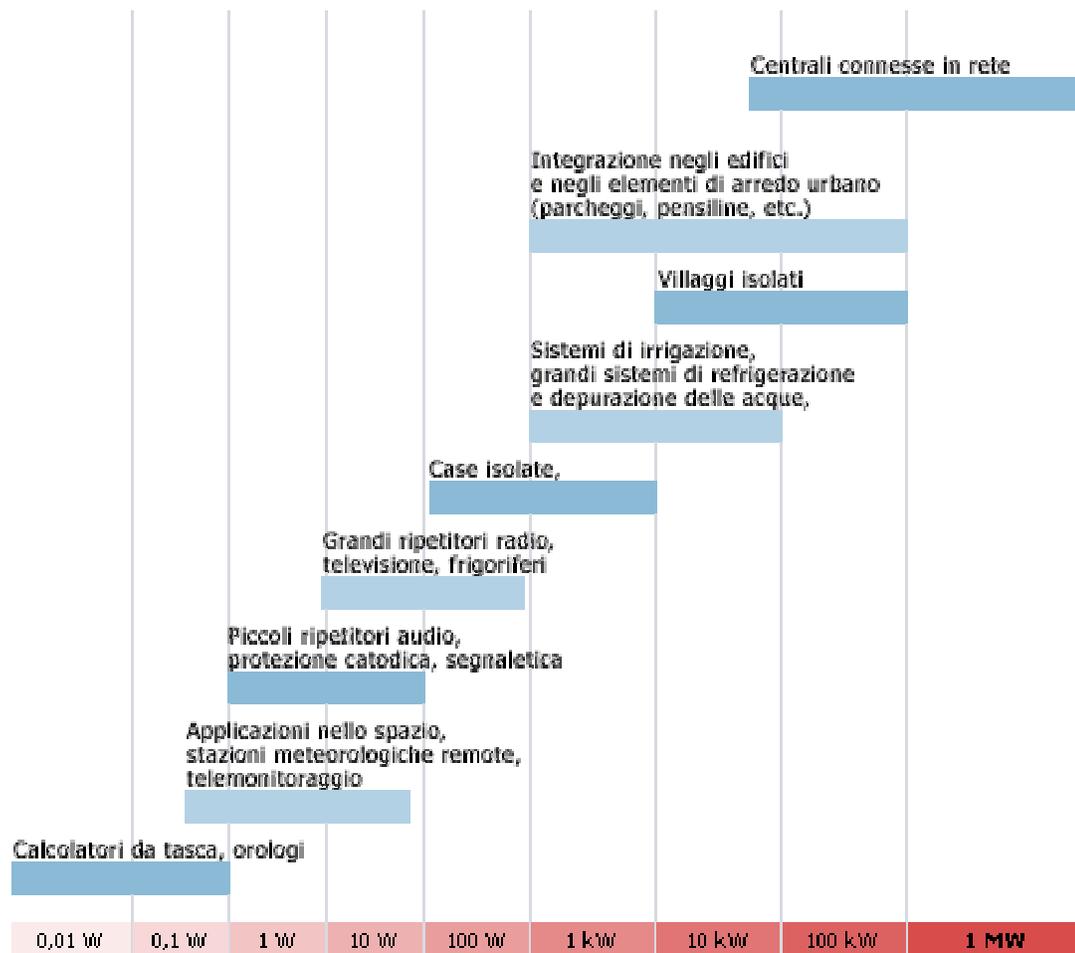
Gli impianti fotovoltaici connessi in rete consentono all'utente di assorbire potenza elettrica dalla rete, qualora la potenza prodotta dal fotovoltaico non sia sufficiente. Per questo tipo di impianti, infatti, il dimensionamento non si esegue a partire dalla potenza di contratto (P) e da quella nominale dell'impianto FV (P_n), bensì a partire dai reali consumi elettrici annuali (Econs) e dall'Indice di Produzione (Y_f). Una volta installato l'impianto, la normativa vigente (delibera n° 224/00 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) obbliga la Società Distributrice di Energia Elettrica a stipulare con l'utente un "Contratto di Servizio di Scambio", che prevede l'installazione di due contatori, uno per l'energia prodotta dall'impianto e ceduta alla rete (E_{fv}) e uno per l'energia prelevata dalla rete (Econs). Annualmente la Società Distributrice di Energia Elettrica dovrà eseguire un conguaglio e l'utente pagherà solamente la differenza tra energia ceduta e energia prelevata (Econs - E_{fv}).

E' invece importante dimensionare l'impianto in maniera da non immettere in rete più energia di quella che annualmente viene prelevata, perchè l'eventuale esubero di energia ceduto alla rete non verrà in alcun modo remunerato dalla Società Distributrice.

Quindi calcolati i consumi medi annuali di energia elettrica (Econs) a partire dalle bollette (si consiglia di mediare su gli ultimi tre anni), la massima potenza nominale del Kit da installare in maniera che la produzione annua non superi il fabbisogno si ottiene facilmente come segue:

$$P_n = E_{cons} / Y_f \text{ (kWp)}$$

Il diagramma seguente mostra le principali applicazioni dei dispositivi FV classificate secondo la potenza elettrica:



Il Sole può regalarci anche il 100% del fabbisogno di energia elettrica necessario alla nostra abitazione. Purtroppo gli impianti solari fotovoltaici hanno una resa molto più bassa degli impianti solari termici, che si usano per produrre acqua calda, e quindi occorre occupare una superficie maggiore del tetto.

A differenza degli impianti termici, che non possono essere troppo sovradimensionati rispetto alle nostre necessità, altrimenti durante l'estate ci ritroveremmo con centinaia di litri di acqua bollente senza sapere cosa farne, gli impianti fotovoltaici possono venire dimensionati in modo da produrre tutta l'energia di cui abbiamo bisogno, visto che l'energia in surplus la possiamo cedere all'Enel, che poi ce la rende di nuovo quando ne abbiamo realmente bisogno.

In pratica l'Enel fa da grande serbatoio: sfrutta il surplus di energia prodotta in estate e la rende in inverno, cosa purtroppo non possibile con l'acqua calda.

Il rovescio della medaglia è che gli impianti solari fotovoltaici costano ancora molto, quindi non sempre ci si può permettere un impianto sufficiente a coprire il fabbisogno annuale di corrente elettrica.

3.4.7 · Impianto fotovoltaico con batterie di accumulo

I dati utili per dimensionare un impianto fotovoltaico collegato a batterie di accumulo sono:

- a) dati degli utilizzatori (Q.tà)
- b) descrizione dell'utilizzatore (Descrizione utilizzatori)
- c) potenza (Watt) dell'utilizzatore (Potenza W)
- d) ore di utilizzazione in un giorno (Ore lavoro/giorno)
- e) l'autonomia da dare all'impianto (Autonomia gg)
- f) ore medie di sole/giorno della località (Ore sole/giorno; Valori medi: Nord Italia 4,5 - Centro Italia 5,5 - Sud Italia 6,5 ore di sole/giorno)
- g) coefficiente di sicurezza per l'impianto (Coefficiente Sicurezza; normalmente è sufficiente un valore di + 20 %)
- h) valore di contemporaneità (Contemporaneità, è quel valore che ci permette di affinare i valori del calcolo. Esempio: se nell'abitazione vi fossero quattro camere e gli occupanti della casa sono due scriveremo nel campo della contemporaneità: 0,50)

3.4.8 · Spese per acquisto e manutenzione

Gli impianti fotovoltaici normalmente vengono venduti in base ai KWh che producono in condizioni di irraggiamento ideale.

Un impianto base è quello da 1.200 Wp (significa che in condizioni ottimali produce 1.200 Watt di picco) e produce, se installato nel Nord Italia circa 1.300 / 1.500 KWh/anno, mentre nel Sud Italia 1.600-2.000 KWh/anno. Un impianto del genere costa circa 6.500 Euro con IVA, installazione e trasporto inclusi.

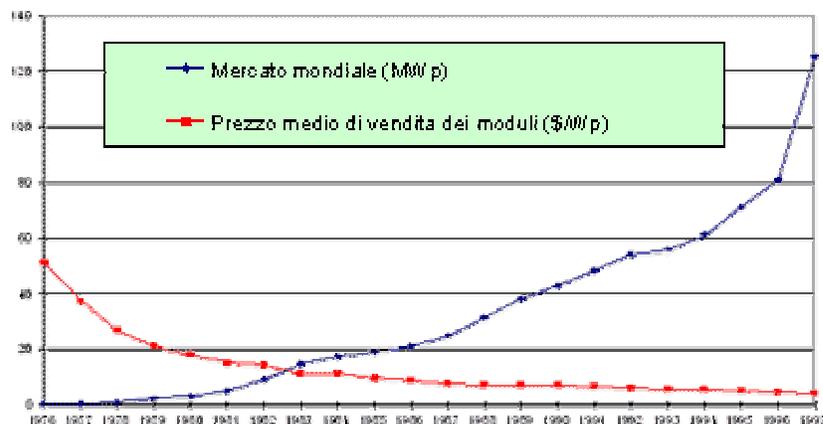
Mentre un impianto da 2.000 Wp costa circa 9.000 Euro con IVA, installazione e trasporto inclusi. L'installazione può venire a costare 500-1.500 Euro, a seconda delle difficoltà che si possono incontrare.

Al costo comunque dell'intero impianto si può detrarre il recupero dell'IRPEF del 36%, che significa uno sconto del 36% sull'intera spesa, oltre a possibili finanziamenti o contributi per l'installazione di impianti fotovoltaici (vedi capitolo sulla normativa).

Questi tipi di impianti solari non necessitano di una particolare *manutenzione*, volendo si possono pulire i vari pannelli fotovoltaici ogni 2-3 anni, anche se normalmente gli stessi si mantengono abbastanza ben puliti grazie alla pioggia e al vento. Occorre invece magari osservare, di tanto in tanto, le spie presenti sull'inverter, che possono segnalare eventuali guasti, o anomalie nel rendimento.

Il calcolo dell'*ammortamento*, invece, non è particolarmente semplice, comunque considerando un vita minima dell'impianto solare di 30 anni, le spese di eventuali manutenzioni, l'aumento del costo delle stesse e dell'energia elettrica nel futuro, il tutto in base all'inflazione: un impianto da 1.200 Wp consente un risparmio di 300-550 Euro/anno se posto nel Nord Italia, mentre se posto nel Sud Italia, il risparmio diventa di 350-650 Euro/anno.

Un impianto solare dura tranquillamente 30 anni, quindi se si tiene conto delle spese, del risparmio e del recupero del 36% di IRPEF, si impiega per ammortizzarlo circa 6-12 anni (nel Sud Italia occorre meno tempo per ammortizzare l'impianto, visto l'irraggiamento solare superiore), mettendo già in conto i futuri aumenti del costo dell'energia elettrica.



3.4.9 · Normativa

A seguito dell'impegno nazionale ed internazionale per la riduzione dell'anidride carbonica (CO₂) nell'atmosfera, è stato emanato il decreto ministeriale 106/SIAR/2001, modificando il precedente decreto 99/SIAR/2000, che definiva e avviava il *Programma "Tetti Fotovoltaici"* finanziato dal Ministero dell'Ambiente. Aveva come obiettivo la realizzazione nel periodo 2000-2002, di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 20 kWp, collegati alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione e integrati nelle strutture edilizie poste sul territorio italiano.

Il Programma era organizzato in due sottoprogrammi: uno rivolto a soggetti pubblici e l'altro indirizzato, attraverso Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano, a soggetti pubblici e privati. Entrambe le categorie di soggetti (titolari di utenza elettrica e che intendono installare impianti fotovoltaici su strutture edilizie sulle quali esercitano un diritto reale di godimento), potevano beneficiare per la realizzazione degli impianti di un contributo pubblico in conto capitale pari al 75% del valore degli investimenti.

I privati cittadini, le imprese e gli altri soggetti pubblici dovevano presentare domanda di contributo alle Regioni che finanziano l'iniziativa con risorse proprie e risorse del Ministero dell'Ambiente. Le risorse del Ministero dell'Ambiente sono state ripartite tra le Regioni con un criterio basato sulla popolazione.

Tutte le Regioni, eccetto la Sicilia, hanno presentato un bando per l'assegnazione dei finanziamenti molti dei quali sono già conclusi. Anche in questo caso, la risposta del mercato è stata superiore ad ogni più rosea aspettativa: mediamente le risorse richieste eccedevano di 5-10 volte le risorse disponibili.

Con la *delibera n° 224/00* dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas si impone all'ENEL o all'ACEA l'obbligo di installare un secondo contatore che contabilizzi l'energia prodotta e immessa in rete da detti generatori fotovoltaici e la stipula di un "contratto di servizio di scambio" con l'utente proprietario dell'impianto che prevede un conguaglio annuale tra l'energia ceduta alla rete e l'energia prelevata dalla rete. Questo tipo di impianti possono essere

installati: mediante un'integrazione sulla copertura dell'edificio, soluzione ottimale sia da un punto di vista estetico che economico (quando previsti all'interno dei lavori di ristrutturazione); posti su di una struttura metallica sopra la copertura (interventi di retrofit), soluzione adottabile a ristrutturazione compiuta; a terra (sebbene questa soluzione non sia finanziata dai programmi) o infine posizionati su di elementi di arredo urbano. Per l'utente viene definito l'obbligo di acquisto fino a 50 kWp (misurati a livello dell'inverter) e devono essere presi come riferimenti gli standard di qualità (es: in Germania è DIN VDE 0126).

Visto il successo conseguito, è stato emanato il *Decreto 12 novembre 2002 (Rifinanziamento al Programma Tetti Fotovoltaici)*, che prevedeva l'attivazione di nuovi bandi regionali. Destinatario del finanziamento erano le Regioni e le Province autonome che hanno comunicato al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio la disponibilità a cofinanziare al 50% i progetti presentati da Enti locali insistenti nel proprio territorio, a seguito del bando reso esecutivo con Dd n. 141b/2001/SIAR/DEC, valutati ammissibili dalla Commissione tecnica ma esclusi dal contributo previsto dal Dd n. 99/SIAR/2000 e 106/SIAR/2001 per esaurimento fondi. E' così garantito un aiuto economico nella misura massima del 75% del costo di installazione degli impianti fotovoltaici.

Con la legge *1 agosto 2003, n.200*, veniva prorogata al 31 dicembre 2003 la detrazione dall'IRPEF del 36% delle spese sostenute per la realizzazione di impianti fotovoltaici (G.U. n.178 del 2 agosto 2003).

Dal *15 marzo 2003* entrerà in vigore il terzo bando della Regione per la produzione di energia elettrica dal sole. A disposizione ci sono 3,2 milioni di euro. Serviranno per finanziare fino al 75% della spesa necessaria per realizzare circa 9mila metri quadrati di pannelli fotovoltaici, pari ad una potenza elettrica complessiva di oltre 900 chilowatt.

Il bando, approvato dalla Giunta è pubblicato integralmente sul Bollettino ufficiale in uscita il 27 gennaio 2004.

I contributi, in conto capitale, potranno arrivare a coprire il 75% del costo dell'impianto fotovoltaico, che dovrà essere collegato alla rete elettrica di distribuzione ed avere una potenza nominale compresa tra 1 e 20 chilowatt di picco.

Possono presentare domanda di contributo tutti i soggetti pubblici e privati che sono proprietari o che esercitano un diritto reale di godimento sulla struttura edilizia cui si riferisce l'intervento oppure, per conto di tali soggetti, le imprese operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e loro forme consortili. Le domande dovranno essere spedite alla Regione dal 15 marzo al 30 aprile 2004 tramite raccomandata.